

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE-QUITO

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de: Ingeniero Eléctrico.

“DETERMINACIÓN DE LOS REQUISITOS PARA EL INTERCAMBIO DE
INFORMACIÓN ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, CON BASE AL CIM
(IEC-61968)”.

AUTOR:

DAVID DARWIN MANOBANDA MANOBANDA

DIRIGIDA POR:

Ing. Geovanny Pardo Salazar

Quito Enero 2014

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD Y AUTORIZACIÓN DE USO DEL TRABAJO DE GRADO

Yo David Darwin Manobanda Manobanda autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores.

David Darwin Manobanda Manobanda

CC: 1719111468

Ing. Geovanny Pardo Salazar

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos del informe de la monografía, “Determinación de los Requisitos para el Intercambio de Información entre Empresas Distribuidoras, con base al CIM (IEC-61968)” realizada por el Sr. David Darwin Manobanda Manobanda, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 20 de Enero del 2014

ING. GEOVANNY PARDO SALAZAR
DIRECTOR

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a aquellas personas que continuamente están investigando, innovando, buscando sus propias respuestas, te dedico a ti que con tu lectura estas siendo ya parte de este trabajo.

A mi familia, amigos y a todas aquellas personas que siempre confiaron en mí y por el apoyo incondicional, desinteresado que recibir de todos ellos, enseñando me a superar las adversidades sin perder nunca la dignidad ni desfallecer en el intento.

*“La dicha de la vida consiste en tener siempre algo que hacer, alguien a quien amar y alguna cosa que esperar” **Thomas Chalmers.***

David Darwin

AGRADECIMIENTO

Nuestros sinceros agradecimientos están dirigidos principalmente a la Universidad Politécnica Salesiana por darnos la oportunidad de formarnos en tan distinguida universidad contando con docentes que están comprometidos con su profesión e imparten sus conocimientos y experiencias con los futuros profesionales del país.

A mi director de Tesis Ing. Geovanny Pardo, por brindarnos la oportunidad de contar con sus conocimientos, experiencia, paciencia y dedicación para la presente realización de este trabajo.

Quisiera también agradecer a mis profesores que durante mi vida estudiantil han aportado un granito de arena en mi formación académica y humana, en especial al Ing. Wilson Bravo, Ing. Marcelo García y el Ing. Luis Gonzales. Por sus consejos, enseñanzas y más que todo por su amistad.

Al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable a través del Departamento del proyecto SIGDE “SISTEMA INTEGRADO PARA LA GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA” por habernos apoyado con la información del estado actual de las empresas eléctricas de distribución.

Al ingeniero Cristian Romero que con su colaboración desinteresada, fue parte importante en la realización de este estudio de tesis.

David Darwin

INDICE

CAPITULO 1	1
DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL DEL CIM IEC 61968	1
1.1 Definición del CIM.	1
1.1.1 Que es un modelo de información común CIM.	4
1.1.2 Características de un modelo de información común CIM.	5
1.1.3 Capas del Modelo de Información Común.	6
1.1.4 Utilidad del Modelo CIM en Sistemas de gestión de distribución.....	7
1.2 Estructura y Representación de las Clases del CIM.....	8
1.2.1 Paquetes del CIM.....	9
1.2.2 Clases del CIM y Relaciones.	11
1.3 Modelo de Información Común para Sistema Eléctricos de Distribución.	15
1.4 Características de un Modelo de Información Común/ XML.....	18
1.4.1 Lenguaje Esquema Extensible XML (Markup language).	20
1.4.2 Definición de Ontología y RDF	21
1.4.3 Emisiones Relacionadas con la representación de elementos monofásicos (Issues related to partial-phase devices modeling).....	24
1.4.3.1 Impedancias en sistemas desbalanceados y equipos monofásicos (Impedances of unbalanced and partial phase devices)	24
1.4.3.2 Disyuntores (Switches).	24
1.4.3.3 Continuidad del sistema monofásico en sistemas radiales (Partial phase continuity in radial networks).....	25
1.4.4 Clases CIM utilizadas y correspondientes al RDF (CIM classes used and corresponding RDF)	25
CAPITULO 2	27
ESTANDARES Y ORGANIZACIONES.....	27
2.1 Comisión de Electrotécnica Internacional IEC (International Electrotechnical Commission).	27
2.1.1 Antecedentes de desarrollo del Estándar.....	34
2.1.2 Objetivos de la Estandarización.	34

2.1.3 Beneficios de la Estandarización.....	35
2.2 Instituto de Investigación de Energía Eléctrica EPRI (Electric Power Research Institute). ...	37
2.3 Estándar IEC 61968-11.....	37
2.3.1 Alcance.....	38
2.3.2 Normativa de referencia.....	39
2.3.3 Términos y Definiciones.	39
2.3.4 Especificaciones del CIM.	40
2.3.5 Modelo Detallado.....	42
2.4 Estándar IEC 61968-13.....	44
2.4.1 Alcance.....	44
2.4.2 Normativa de Referencia.....	46
2.4.3 Futuro de los Documentos Relacionados con el Estándar.	47
2.4.4 Descripción de los Puntos de trabajo en sistemas de distribución CIM RDF. (CIM RDF describing distribution networks).....	47
2.4.5 Emisiones Relacionadas Para la Modelación de Equipos. (Issues related to partial-phase devices modeling)	48
2.4.6 Clases CIM usadas y correspondientes al RDF.	49
CAPITULO 3	50
BENEFICIOS TÉCNICOS Y ESRATEGICOS DEL CIM- IEC 61968.	50
3.1 Estructura de la Norma 61968-11.	50
3.1.1 Arquitectura CIM UML	51
3.1.2 Definición CIM GID.	55
3.1.2 Recomendaciones para la adopción del CIM.	58
3.1.3 Tecnología utilizada para la implementación del CIM.	60
3.2 Infraestructura en una red eléctrica inteligente o Smart Grid.	62
3.2.1 Seguridad de Equipos:.....	65
3.1.2 Seguridad de la información:	67
3.1.3 Tecnologías de Información.....	69

3.3	Identificación de Beneficios de la Interoperabilidad de los Sistemas.	71
3.4	Beneficios técnicos y Estratégicos de la adopción de un CIM en un proyecto DMS.	75
3.4.1	Migración de Sistemas	75
3.4.2	Ahorro de Costos.....	75
3.4.3	Fiabilidad del sistema.....	76
3.4.4	Mejora del servicio al cliente.	76
3.4.5	Mayor productividad del personal.....	76
3.4.6	Flexibilidad del sistema.....	77
CAPITULO 4.....		78
PRINCIPIOS OPERATIVOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y USO DEL CIM-IEC 61968. ..		78
4.1	Requisitos mínimos del Modelo de Información Común para los sistemas eléctricos de Distribución.....	78
4.1.1	Requisitos en la Seguridad de Equipos.	80
4.1.2	Requisitos en la seguridad de la Información.	81
4.1.3	Requisitos de los buses de Campo.	82
4.1.4	Requisitos de las Tecnologías de la Información.	83
4.2	Características de las Aplicaciones Existentes y Aplicaciones a Implementarse en el Sistema Integrado Regional (SIR) de Operación de distribución.	89
4.2.1	Características Aplicaciones Existentes de las Empresas eléctricas de distribución.	92
4.2.2	Características de las Aplicaciones a implementarse en el Proyecto SIGDE.	97
4.3	Esquema del modelo CIM-IEC 61968 para los sistemas eléctricos de distribución.	99
4.3.1	Arquitectura de Centros de Control.	99
4.3.2	Características de Las Arquitecturas de los Centros de Control.	105
4.3.3	Arquitectura del GID.....	107
4.3.4	Interconexión con los centros de control.....	108
4.4	Características Técnicas Operativas de los equipos para implementarse en el CIM	109
4.4.1	Pruebas de Interoperabilidad.....	109
4.4.2	Características Técnicas.....	111

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	112
5.1 Conclusiones.....	112
5.2 Recomendaciones.....	115
BIBLIOGRAFÍA.....	117

INDICE DE FIGURAS.

Figura 1. 1 Arquitectura de Capas CIM.....	6
Figura 1. 2 Paquetes de la Norma IEC 61968.....	9
Figura 1. 3 Atributos de una Clase.....	12
Figura 1. 4 Ejemplo de Herencia de Atributos.....	13
Figura 1. 5 Ejemplo de Asociación.....	13
Figura 1. 6 Ejemplo de Agregación.....	14
Figura 1. 7 Clases Principales del DCIM.....	17
Figura 1. 8 Arquitectura de Interfase CIM.....	20
Figura 2. 1 Intercambio de Informacion entre Sistemas.....	45
Figura 3. 1 Modelo de Interfase Referencial IRM.....	63
Figura 3. 2 Estandares de Comunicación en el DMS.....	70
Figura 3. 3 Arquitectura UML para creación de mensajes.	52
Figura 3. 4 Verbos Utilizados para la Creación de Mensajes.	53
Figura 3. 5 Patrón genérico de la creación de mensajes.....	53
Figura 3. 6 Proceso de Adopción del CIM Basados en Adaptadores.....	56
Figura 3. 7 Proceso de Adopción del perfil CIM.....	56
Figura 3. 8 Proceso de Mapeo de Conceptos.....	57
Figura 3. 9 Relación entre el modelo conceptual y el perfil CIM.....	58
Figura 3. 10 Metodología de implementación del CIM.....	59
Figura 3. 11 SOA.....	60
Figura 3. 12 Proceso de Interoperabilidad del sistema.	72
Figura 3. 13 Dimensión de Interoperabilidad del Sistema.	73
Figura 4. 1 Estándares Recomendados para asegurar la interoperabilidad.....	79
Figura 4. 2 Implementación de Sistemas.	91
Figura 4. 3 Alcance del Modelo de Gestión.....	92
Figura 4. 4 Arquitectura de los Centros de Control.....	100
Figura 4. 5 Arquitectura de Centros Zonal.....	102

Figura 4. 6 Arquitectura de Centros de control Local.....	103
Figura 4. 7 Arquitectura de SCADA subestación Electrica	104
Figura 4. 8 Arquitectura de SCADA de un sistema DER.	105
Figura 4. 9 Armonización de Datos.	108
Figura 4. 10 Pruebas de interoperabilidad	111

INDICE DE TABLAS.

Tabla 1. 1 Estándares de la Norma IEC-61968	10
Tabla 1. 2 Multiplicidad.....	14
Tabla 2. 1 Grupos de Trabajo de la IEC	32
Tabla 2. 2 Documentación de Atributos	43
Tabla 2. 3 Documentación de Asociaciones.	43
Tabla 3. 1 Niveles de Seguridad SIL.	66
Tabla 3. 2 Niveles de Seguridad de Información.....	68
Tabla 3. 3 Problemas actuales de los sistemas.....	74
Tabla 4. 1 Tiempo máximo de ejecución de datos	83
Tabla 4. 2 Estandarización de Unidades.	86
Tabla 4. 3 Ejecución de Ciclos	88
Tabla 4. 4 Evaluación de Empresas eléctricas de distribución.	90
Tabla 4. 5 Sistemas Actuales de las empresas eléctricas de distribución.....	96
Tabla 4. 6 Distribución de los Centros de Control.....	101

INDICE DE ANEXOS.

Anexo 1 Modelos de Información Común para sistemas eléctricos de distribución.

Anexo 2 Modelos de Equipos eléctricos en Lenguaje CIM/XML.

Anexo 3 Diferencias entre el CIM/XSD y el CIM/.

Anexo 4 Verbos utilizados para la creación de mensajes.

Anexo 5 Funciones de las aplicaciones de los DMS

Anexo 6 Mapeo de la norma IEC 61850/61968

Anexo 7 Mapeo de la Norma Multispeak/61968

Anexo 8 Modelo CIM/XML de la línea de distribución (S/E Rio Coca-S/E El Bosque)

Resumen

Determinación de los Requisitos para el Intercambio de Información entre Empresas Distribuidoras, con Base al CIM (IEC-61968)

David Darwin, Manobanda Manobanda

dmanobanda@est.ups.edu

Universidad Politécnica Salesiana

Resumen- Las empresas eléctricas de distribución con el objetivo de mejorar la calidad de servicio, aumentar la confiabilidad del suministro de energía automatizaron sus sistemas de gestión solucionando problemas específicos de cada uno de los departamentos de la empresa eléctrica, la implementación y desarrollo de diferentes sistemas fueron creando islas de información las cuales se fueron reflejadas a la hora de querer realizar un intercambio de información eficiente entre las empresas eléctricas de distribución.

La adquisición, procesamiento de la información mediante diversos protocolos de información hace que nazca la necesidad de crear un modelo de información común que pueda ser utilizado por cualquier sistema sin la necesidad de pasar por muchos convertidores, representando la información de una forma estándar para su fácil manipulación, procesamiento e independiente de su arquitectura, sistema operativo del sistema.

La estandarización de la información, sistemas con características comunes y la globalización del mercado hace que nazca la necesidad de un ente que normalice, regule, certifique que los sistemas son utilizados en las empresas eléctricas de distribución son interoperables y que son independientes del avance tecnológico, conociendo así los beneficios presentes al tener sistemas interoperables.

Para presentar la interoperabilidad de los sistemas es necesario conocer la situación actual de las empresas eléctricas de distribución, lo cual nos ayuda a tener una visión general de cuáles son las posibles falencias presentes en los procesos de gestión, para así realizar un breve análisis de los requisitos mínimos que debe cumplir la arquitectura para el nuevo sistema de gestión a implementarse en la empresas eléctricas de distribución.

Índice de Términos- Semántica, Sintaxis, Ontología, Lenguaje de Modelo Unificado (UML), Sistemas de Gestión, IEC 61968, CIM/XML, Arquitectura de Aplicaciones, Sistema de Interface Genérico (GID), Interoperabilidad de Sistemas.

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL DEL CIM IEC 61968

Las empresa eléctricas de distribución con la finalidad de mejorar los sus sistemas de gestión, índices de calidad, aumentar la confiabilidad del sistema implementaron aplicaciones para solucionar problemas específicos de cada uno de los departamentos (Operación Mantenimiento Recaudación), sin embargo las aplicaciones generaron problemas al momento de realizar la interoperabilidad entre sistemas por tener diferentes maneras de expresar la misma información para cada aplicación.

En este capítulo se da a conocer características, definiciones generales del Modelo de Información Común, características de la semántica y la sintaxis de la información, así como también los Modelos de Información Común utilizados en los sistemas eléctricos de distribución.

1.1 Definición del CIM.

En los últimos años con la finalidad de aumentar la confiabilidad, robustecer el sistema de distribución de energía eléctrica y el manejo de la energía eléctrica sea mucho más eficiente muchas de las empresas eléctricas de distribución de energía eléctrica han comenzado un proceso actualización de sus sistemas tecnológicos, o implementación de nuevos sistemas tecnológicos tales como:

- Sistema de Información Geográfica GIS (Geographic Information System).
- Sistema de Información de Clientes CIS (Custommer Information System).
- Sistema de Adquisición y Control de Datos SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).
- Sistema de Gestión de Distribución DMS (Distribution Managment System).
- Sistema de Gestión de Interrupciones OMS (Outage Management System).

- Sistemas de Medición Avanzada AMI (Advanced Metering Infrastructure).
- Atención de Llamadas Telefónicas IVR (Trouble Call System).
- Sistema de Aseguramiento de Calidad y Desarrollo de Programas QADS (Quality Control and Development System).
- Sistema de Entrenamiento de Personal OTS (Operator Training Simulator).

Aplicaciones que son de gran utilidad para mejorar el desempeño y aumentar la eficiencia de la empresa eléctrica de distribución en el área comercial, técnica operativa y empresarial de su área de servicio, las empresas eléctricas de distribución con el objetivo de aumentar sus índices de confiabilidad, mejorar la calidad de energía, mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica, disminuir tiempo de respuesta ante interrupciones, han visto la necesidad de implementar sistemas como:

- Sistema de Información Geográfica GIS (Geographic Information System).
- Sistema de Adquisición y Control de Datos SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).
- Sistema de Información de Clientes CIS (Customer Information System).
- Manejo de Llamadas Interactivas IVR (Call Handling for End).
- Centro de Llamadas (Call Center).
- Localización Automática de Vehículos AVL (Automatic Vehicle Location).
- Sistemas de Apoyo de Apoyo y Mantenimiento.

La información suministrada por las aplicaciones antes mencionadas han sido de gran utilidad para una operación más segura y eficiente de la red de suministro de energía eléctrica, los resultados obtenidos por las diferentes aplicaciones implementadas en las empresas eléctricas de distribución han sido de gran ayuda a la hora de realizar:

- Análisis de la Red Eléctrica.
- Toma de Decisiones.
- Generación de Reportes.
- Optimización de Respuesta ante Interrupciones de Energía Eléctrica.
- Mejorar la Calidad de Servicio.

Las aplicaciones existentes en la mayoría de las empresas eléctricas de distribución fueron adquiridas en épocas diferentes, implementadas por distintos fabricantes, desarrollados internamente para atender un problema específico en la empresa los cuales ayudaron a mejorar su sistema de gestión, sin embargo la falta de una estandarización en la información, la gran variedad de protocolos de comunicación existentes en las aplicaciones de cada empresa distribuidora, hace que la interoperabilidad entre aplicaciones sea más dificultoso y el intercambio continuó de información entre aplicaciones sea indispensable.

Por lo cual muchas de las empresas eléctricas de distribución están encaminando sus sistemas (nuevas aplicaciones) con la visión de implementar un sistema DMS como un objetivo común, motivo por lo que es indispensable que los datos adquiridos y procesados por el DMS tengan una arquitectura común, la implementación de nuevos sistemas deberá basarse en un estándar abierto que asegure la interoperabilidad entre sistemas como es el Modelo de Información Común CIM (Commun Information Model)¹.

La información adquirida por los dispositivos de campo (IED Intelligent Electronic Device, PMU medidas por unidad, Equipos de medición) de las subestaciones, pasan por aplicaciones como el SCADA donde el mismo juega un papel muy importante ya que en la misma es la que recolecta, procesa la información y los resultados se envía a otras aplicaciones del sistema y si la información adquirida tiene errores la siguiente aplicación va a tomar sus decisiones con esa información errónea.

El CIM está basado en la norma estándar IEC-61968 para los sistemas eléctricos de distribución, la cual nace con la necesidad de estandarizar un modelo de información que permita ser utilizado por diferentes aplicaciones aumentando así la interoperabilidad entre aplicaciones del sistema, una de las grandes ventajas de la utilización de esta arquitectura es

¹ Meer- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.-“Especificaciones Técnicas SCADA/OMS/DMS”, pg 2-18, Enero 2012.

la gran facilidad para la interoperabilidad de aplicaciones, flexibilidad que tiene para la integración de nuevas aplicaciones que se quieran como es el AMI2.

El CIM es un estándar abierto que permite el intercambio de la información entre diferentes aplicaciones y servicios existentes en los sistemas de gestión de redes eléctricas (información acerca del estado y la configuración del sistema eléctrico), representando así a los objetos y sus relaciones de una forma estándar (semántica³, sintaxis⁴), el modelo de información común se compone de una especificación y de un esquema.

El esquema proporciona una descripción de los modelos reales mientras que la especificación los detalles para la integración con los sistemas utilizados en la gestión de las redes eléctricas, el CIM está basado en un lenguaje UML Modelo unificado de lenguaje (Unified Modeling Language)⁵.

1.1.1 Que es un modelo de información común CIM.

*“Un modelo de información es una representación abstracta y formal de los objetos, sus atributos, sus asociaciones con otros objetos, así como el comportamiento y las operaciones que se pueden realizar en ellos. Los objetos modelados pueden ser objetos físicos, tales como los dispositivos de una red eléctrica, o pueden ser los mismos abstractos, como los objetos utilizados en un sistema de información de los clientes”.*⁶

² Meer- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.-“Especificaciones Técnicas SCADA/OMS/DMS”, pg 2-18, Enero 2012.

³ **Semántica:** se refiere a los aspectos del significado, sentido o interpretación del significado de un determinado elemento, símbolo, palabra, expresión o representación formal.

⁴ **Sintaxis:** Conjunto de reglas formales que para un lenguaje de programación determinan si una secuencia de código fuente es un programa bien formado en este lenguaje

⁵ The Unified Modeling Language™ (UML®) Es un grupo de gestión (OMG) estándar que permite el modelado de objetos visuales en la estructura de la aplicación, el comportamiento, arquitectura, así como también los procesos de negocios y estructura de datos. UML y los objetos METADATOS son elementos claves del OMG.

⁶ EPRI, Common Information Model for Distribution An Introduction to the CIM for Integrating Distribution Applications and Systems, Palo Alto, CA: 2008. p26.

1.1.2 Características de un modelo de información común CIM.

- Es una representación de datos, mensajes de una forma estándar, la cual se aplica a cualquier sistema de distribución de energía eléctrica.
- Simplifica de manera considerable la interoperabilidad de aplicaciones existentes en un sistema de gestión remoto.
- Describe la forma en la que se debe detallar los componentes del sistema, para acceder a la información de una forma mucho más simplificada.
- El CIM no es una base de datos, es un lenguaje el cual facilita el intercambio de información entre aplicaciones, realizándose de una forma mucho más eficiente.
- La implementación de un CIM en un sistema eléctrico de potencia nos ayuda a lograr un modelo robusto, confiable y de alta calidad por el gran dominio que tiene el mismo.
- El CIM es capaz de adaptarse a las nuevas aplicaciones que se integren sin que los mismos generen errores en el sistema, realizar que el sistema colapse o que el CIM debe ser cambiado o actualizado de versión.
- Es compatible y permite que se pueda ejecutar, desarrollarse e implementarse en cualquiera de los sistemas operativos para PC (Microsoft Windows, Mac OSX, Linux, Unix...Etc.) o sistemas operativos para dispositivos móviles (Android, iOS, Windows Phone).

1.1.3 Capas del Modelo de Información Común.

El modelo de información común CIM organiza la información por medio de capas como se muestra en la “Figura 1.1”.

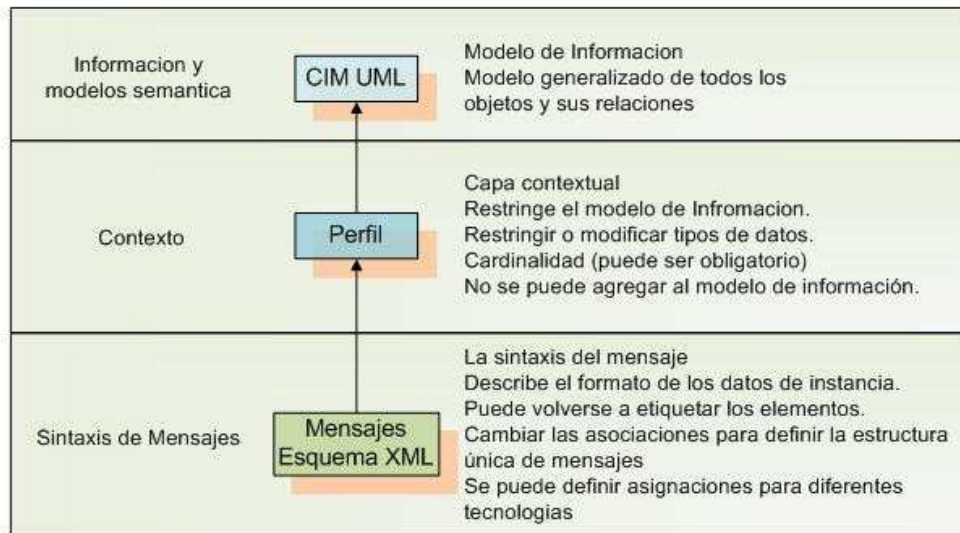


Figura 1. 1 Arquitectura de Capas CIM
Fuente: Arquitectura de capas propuesto por TC 57, 2011

La capa de información y modelos semántica representa un modelo universal de los objetos de una empresa y sus relaciones, para lo cual se utiliza un Lenguaje de Modelo Unificado (UML).

*“El Lenguaje Unificado de Modelado (UML) es un lenguaje de modelado visual que se usa para especificar, visualizar, construir y documentar artefactos de un sistema de software. Captura decisiones y conocimiento sobre los sistemas que se deben construir. Se usa para entender, diseñar, configurar, mantener, y controlar la información sobre tales sistemas. Está pensado para usarse con todos los métodos de desarrollo, etapas del ciclo de vida, dominios de aplicación y medios. El lenguaje de modelado pretende unificar la experiencia pasada sobre técnicas de modelado e incorporar las mejores prácticas actuales en un acercamiento estándar”*⁷.

⁷ **RUMBAUGH, JACOBSON Y BOOCH**, “El lenguaje unificado de modelado manual de referencia”, Madrid/España: Editado por ISBN, p27, 2000.

El modelo CIM está definido y sustentado en la utilización de un UML, para generar así una arquitectura empresarial permitiendo que el modelo sea visto y mantenido gráficamente, lo cual ayuda para generar herramientas que permiten visualizar el estado del sistema eléctrico de potencia desde una aplicación desarrollada para dispositivos móviles o PC.

1.1.4 Utilidad del Modelo CIM en Sistemas de gestión de distribución

El CIM es utilizado para satisfacer las necesidades y optimizar los recursos humanos y materiales utilizados en los sistemas eléctricos de distribución, donde los equipos son controlados desde puestos remotos, y las aplicaciones implementadas en la empresa de distribución incluyen:

- Sistemas de gestión.
- Sistema planificado de Cortes.
- Sistema planificado de Mantenimiento
- Medición.
- Planificación.
- Sistema de gestión de trabajo.
- Sistemas de información geográfica.
- Sistema de gestión de clientes.
- Sistema de gestión de activos.

Permitiendo que cada aplicación implementada en la empresa eléctrica de distribución cumpla una función específica como:

- Flujos óptimos de potencia.
- Supervisión en tiempo real de la red.
- Configuración de los sistemas de protección.
- Generación de reportes.
- Procesamiento de información.

Los departamentos implicados en la implementación de sistemas tan complejos como el sistema DMS no solo implica una gestión del departamento de finanzas, si no que adiciona una gestión de recursos humanos ya que la misma se va a implementar con la finalidad de la optimización del servicio con el cliente, optimización de recursos y mejoramiento de la comunicación entre los distintos departamentos internos (Departamento de Generación y Transmisión, Departamento de distribución, departamento de comercialización, departamento de proyectos especiales) dentro de la misma empresa.

La cantidad de la información recolectada, procesada y manipulada por cada aplicación va a depender del área de concesión que posea la empresa de distribución, cantidad de clientes, complejidad de su sistema eléctrico de distribución involucrando la complejidad de las tareas asignadas a cada una de las aplicaciones implementadas en la empresa distribuidora de energía eléctrica, sin embargo el intercambio de la información entre aplicaciones es necesario para mejorar parte del proceso.

1.2 Estructura y Representación de las Clases del CIM.

El modelo de información común tiene como propósito general proporcionar un lenguaje común para los diferentes tipos de datos (booleano, palabra, doble palabra, flotante etc.) que son adquiridos por los diferentes componentes existentes en el sistema de distribución de energía eléctrica. La información que se intercambia entre los diferentes componentes abstractos utilizados en la gestión de las redes eléctricas, sigue una filosofía orientada a objetos⁸, desarrollando así un modelo en el cual se debe asegurar la coherencia de nomenclatura, relaciones entre objetos y atributos.

El modelo de información común representa así los conceptos reales de los sistemas eléctricos de potencia (Tales como Transformador, Líneas de transmisión, Cargas, Generador, etc.), estableciendo así las relaciones entre las diferentes clases y agrupando las clases que tienen características comunes en paquetes⁹, proporciona una forma estándar al momento de representar los recursos utilizados en las empresas eléctricas de distribución y

⁸ **La Programación Orientada a Objetos: POO** (OOP, Object Oriented Programming, en ingles), es una técnica de programación cuyo soporte fundamental es el **objeto**.

⁹ **Paquete (package)**: es una unidad que agrupa un conjunto de entidades relacionadas.

facilitando la integración (intercambio de información entre aplicaciones) de software mediante la definición de un lenguaje común.

1.2.1 Paquetes del CIM

Los objetos utilizados en los DMS son de gran extensión motivo por el cual la IEC agrupa a diferentes objetos con características comunes en clases, las diferentes clases son agrupadas en paquetes en la “Figura 1.2” se muestra los paquetes definidos en TC 57 CIM ¹⁰y sus de dependencias, la línea punteada define la relación de dependencia entre los paquetes el extremo de la flecha indica que es el paquete dependiente y con el otro extremo indica que el paquete tiene una dependencia.

Un paquete agrupa a diferentes clases relacionados con el modelo, el paquete se lo representa por medio de una carpeta lo cual hace que el modelo sea más fácil de comprender diseñar y revisar.

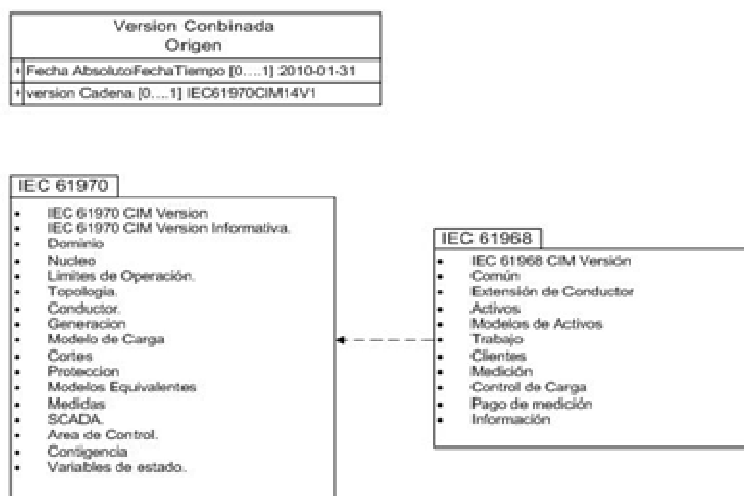


Figura 1. 2 Paquetes de la Norma IEC 61968

Fuente [18], TC 57 CIM packages

¹⁰ **Comité Técnico 57:** Desarrolla y Mantiene los estándares internacionales para el intercambio de información y gestión de sistemas eléctricos de potencia.

Los paquetes mostrados “Figura 1.2” forman parte de la norma IEC 61968 e IEC 61970 respectivamente, cada una de las normas están conformados por sub paquetes que están relacionadas con una norma en específica.

- Norma 61968-4 y 61968-13 relacionada con el paquete WiresExt (Extension Conductor).
- Norma 61968-4 y 61968-13 relacionada con el paquete Assets (Activos) y Asset Models (Modelos de Activos).
- Norma 61968-6 relacionada con el paquete Work (Trabajo).
- Norma 61968-8 relacionada con el paquete Customers (Cliente).
- Norma 61968-9 relacionada con el paquete Metering (Medición), Load Control (Control de Carga), PaymentMetering (Pago de medición).

Cada uno de los paquetes utilizados en la norma 61968 tiene un objetivo como se puede apreciar en la Tabla 1.

Estándar	Objetivo
IEC 61968-3	Interfaz ¹¹ estándar para la operación de la red.
IEC 61968-4	Interfaz estándar para el registro y gestión de activos.
IEC 61968-5	Interfaz estándar para la planificación y optimización de la operación.
IEC 61968-6	Interfaz estándar para el mantenimiento y construcción de las redes.
IEC 61968-7	Interfaz estándar para la planificación de la ampliación de las redes eléctricas.
IEC 61968-8	Interfaz estándar para la atención al cliente.
IEC 61968-9	Interfaz estándar para el control y lectura de medidores.
IEC 61968-10	Interfaz estándar para los sistemas externos y de soporte a la gestión de la distribución.

Tabla 1. 1 Estándares de la Norma IEC-61968

¹¹ **Interfaz:** parte de un programa, que permite el flujo de información entre un usuario y la aplicación, o entre la aplicación y otros programas. Constituida por un conjunto de comandos y métodos que permiten estas intercomunicaciones.

1.2.2 Clases del CIM y Relaciones.

1.2.2.1 Objeto.

“Entidad existente en el mundo real, que se distingue del resto por sus características, comportamientos, relaciones y semántica”¹².

1.2.2.2 Clase.

Son objetos específicos que se va a modelar del sistema eléctrico de distribución (Cargas desbalanceadas, Líneas de distribución, transformadores de distribución etc.), la identificación de las clases es muy importante a la hora de modelar el sistema.

La identificación de la clase se lo realiza por medio de la representación de un cuadrado, en la parte superior identificando la clase a la que pertenece y en la parte inferior las características específicas propias del elemento (Atributos) y las relaciones que tiene con otras clases.

1.2.2.3 Atributos¹³

Son las características particulares de un objeto que pertenece a una clase, cada atributo es la información detallada que tiene cada clase como:

- Relación de transformación.
- Voltaje.
- Numero de Fases.
- Corriente.
- Potencia
- Factor de Potencia

¹² Kleber Chiluisa, Lenin Martinez-. “Estudio de los sistema para la administración de la distribución DMS y los requerimientos para su implementación, Quito-Ecuador.

¹³ **Nota:** los atributos y las operaciones se escriben con minúsculas en el caso de ser una palabra, si son más de una se escriben unidas con la primera letra de la segunda palabra en mayúsculas, ejemplo AbrirPuerta.

Como se puede apreciar en la “Figura 1.3” la clase transformador eléctrico con sus atributos característicos de la clase.

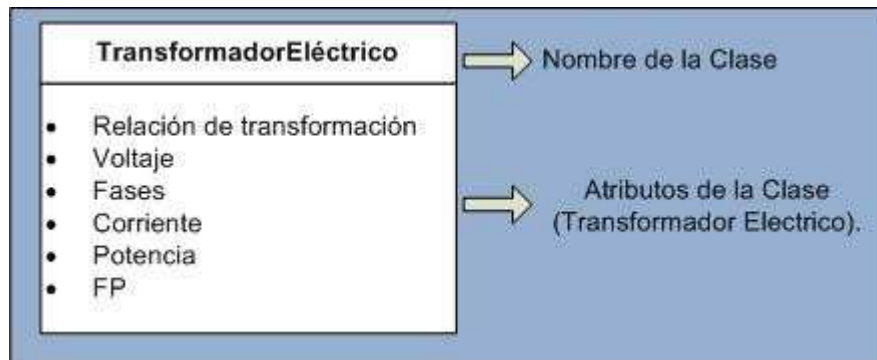


Figura 1.3 Atributos de una Clase
Elaborado por: David Manobanda.

1.2.2.4 Operaciones.

Son acciones o actividades que se puede realizar dentro de una clase determinada, para la realización de las operaciones se utiliza verbos como:

- Crear.
- Cambiar.
- Cancelar.
- Cerrar.
- Borrar.
- Obtener.

1.2.2.5 Herencia.

La herencia es una subclase de otra clase (Generalización), como subclase hereda todos los atributos de la clase padre pudiendo en el mismo contener atributos propios. Si la clase representa a una matriz común de otras clases la clase se considera abstracta, sin embargo si la clase representa a una instancia se considera concreto.

Un ejemplo de lo antes mencionado vamos añadir dos nuevas clases a nuestra clase transformador eléctrico “Figura 1.4”.

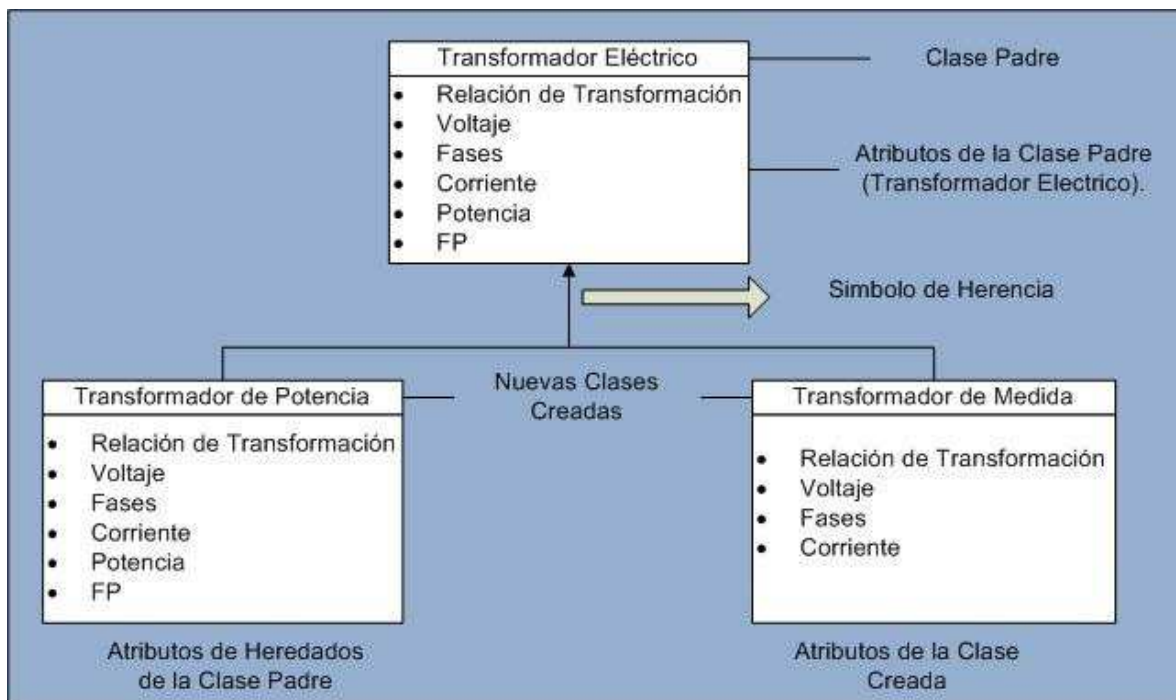


Figura 1. 4 Ejemplo de Herencia de Atributos
Elaborado por: David Manobanda.

1.2.2.6 Asociaciones.

Las clases pueden tener vínculos entre clases pero una relación distinta entre clases y subclases, un ejemplo de lo antes mencionado vamos añadir una asociación a la clase transformador eléctrico “Figura 1.5”.

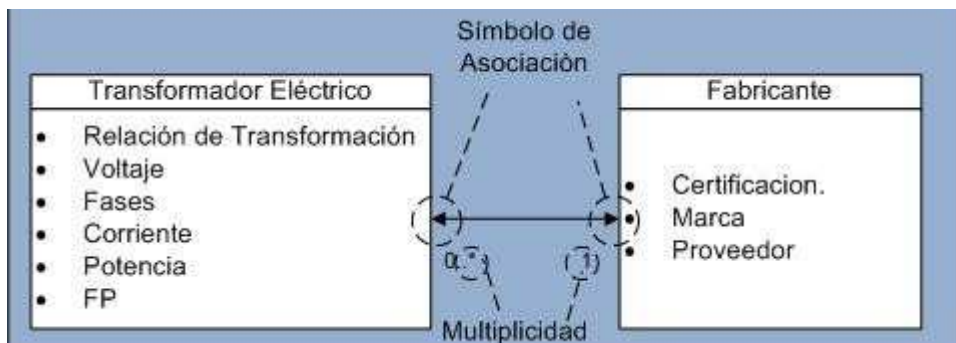


Figura 1. 5 Ejemplo de Asociación.
Elaborado por: David Manobanda.

“Las asociaciones tienen propiedades que representan el número de posibles conexiones entre el objeto y el objeto relacionado. Esta propiedad se llama la multiplicidad y se representa en un diagrama UML de clases, como un solo número o un par de números en cada extremo de la línea que representa la asociación. Cabe señalar que la multiplicidad se representa en ambos extremos de una asociación y que puede ser diferente en cada extremo”¹⁴.

Símbolo de Asociación	Representación
0	Asociación con 0 clases
0....1	Asociación con una o 1 clases
N....M	Asociación con una o más clases
*	Asociaciones cero
0....*	Asociación con 0 o más clases
1...*	Asociación con una clases

Tabla 1. 2 Multiplicidad.

1.2.2.7 Agregación.

La agregación es una relación entre clases en la cual una clase puede contener a otra clase forma, el diamante nos indica que si la clase creada es destruida toda las subclases seguirán presentes en el modelo, es decir que las clases creadas son completamente interdependientes, un ejemplo de lo antes mencionado vamos añadir una agregación a la clase transformador eléctrico “Figura 1.6”.

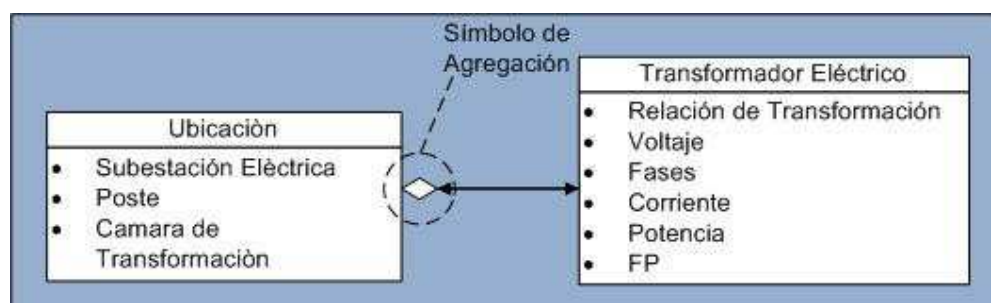



Figura 1. 6 Ejemplo de Agregación
Elaborado por: David Manobanda.

¹⁴ Kleber Chiluisa, Lenin Martínez-. “Estudio de los sistema para la administración de la distribución DMS y los requerimientos para su implementación, Quito-Ecuador.

1.2.2.8 Composición

La composición es una forma especializada de la agregación ya que la nueva clase creada (Clase contenedora) va a contener a la clase (Clase contenida), y si la clase contenedora es destruida todos los objetos que componen la clase contenida se borran, es decir que se puede realizar una eliminación en cascada siempre y cuando la clase contenedora sea borrada del modelo, el símbolo de la composición se lo representa por: un rombo seguido de una línea ().

El rombo relleno nos indica que si la clase contenedora es eliminada, la clase contenida es eliminada también, es decir que las clases creadas son completamente dependientes.

1.2.2.9 Dependencia.

Una dependencia se usa para modelar un alto rango de relaciones dependientes entre elementos del modelo. Relación más débil que una asociación, muestra la relación entre un cliente y el proveedor de un servicio. Gráficamente se representa con una línea entre cortada con una flecha que apunta hacia el proveedor.

1.3 Modelo de Información Común para Sistema Eléctricos de Distribución.

Desde la desregulación de las empresas eléctricas nace una mayor necesidad de compartir información entre empresas de distribución, sin embargo se vuelve problemático cuando las aplicaciones existentes utilizan diferentes paquetes de software y diferentes arquitecturas lo cual hace que el intercambio de información sea todo un reto.

Las exigencias del intercambio de información hacen que haya una exigencia mayor en la estandarización de la información, para así ayudar a la interoperabilidad entre paquetes de software utilizando una arquitectura flexible y común, estandarizada para el intercambio de información entre aplicaciones internas y externas.

El CIM es un estándar abierto que proporciona un modelo común y representa a cualquier concepto utilizado en los sistemas de gestión de distribución, el proceso busca que los diagramas del modelo de las clases se adapten y representen de la mejor manera a la realidad que se desea representar. El formato permite el intercambio de información entre diferentes aplicaciones independientemente de su arquitectura interna o software utilizado.

El modelo de información común representa a las características propias de los diferentes componentes utilizados en el sistema de gestión de distribución por medio de clases, relaciones, asociación, agregación y herencia, esta es la base del modelo de información común que es independiente del formato asignado por el propietario del equipo, sistema o software utilizado.

La norma IEC 61968 define a los elementos utilizados en los sistemas de distribución de energía eléctrica, a través de la clase PowerSystemResource (Recurso del sistema de potencia) y sus distintas subclases, para el intercambio de información entre sistemas¹⁵ y Centros de Control¹⁶.

La Norma IEC 61968-11 describe a los elementos utilizados en los sistemas eléctricos de distribución de energía eléctrica por medio de modelos Modelo de Información Común Para Distribución DCIM¹⁷ (Distribution Commun Information Model), así como también la información relacionada a cada elemento, el intercambio de información relacionada con las operaciones de la red y las aplicaciones, las clases del modelo de los modelos DCIM se puede apreciar en la “Figura 1.7”.

¹⁵ Aplicación de software diseñado con la finalidad que para el usuario sea más sencilla la ejecución de sus labores (SCADA, HMI).

¹⁶ Aplicación en la cual se integra todo el sistema eléctrico para realizar un monitoreo en tiempo real del sistema eléctrico.

¹⁷ Por sus siglas en inglés: Distribution Commun Information Model.

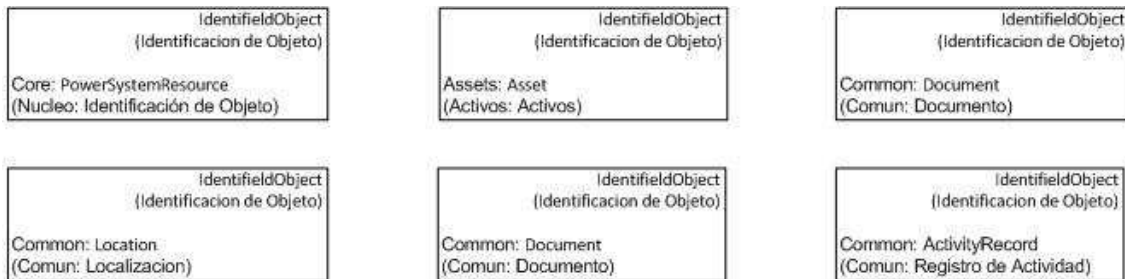


Figura 1. 7 Clases Principales del DCIM

Fuente: [21], DCIM key classes.

- **Identificación de Objeto (IdentifiableObject):** Describe de una forma mas facil el recurso de la empresa a utilizarse (Equipos Electricos, Elementos de Corte, Transformadores)
- **Recurso del sistema de Potencia (PowerSystemResource):** Describe las clases y las subclases de los activos o elementos utilizados en los sistemas electricos de potencia por medio de modelos DCIM.
- **Activos (Asset):** Describe los recursos tangibles del sistema electrico de distribución (Equipos de alimentacion del sistema, vehiculos, herramientas, edificios, muebles).
- **Documento (Document):** Describe los documentos relacionados con la recopilacion de la información que son manegados en el proceso del negocio, teniendo referencias con otros objetos, activos, personas y recursos del sistema de energia
- **Ubicación (Location):** Define la localizacion de un acontecimiento (Ubicación de una falla, Ubicación de una subestacion electrica, Ubicación de generacion electrica, Ubicación de los equipos de trabajo, .. etc) del sistema electrico de potencia mediante coordenadas.
- **Organización (Organization):** Describe las funciones de los diferentes departamentos involucrados (Contratistas, Proveedores, Fabricantes, Clientes,.. etc) en los sistemas electricos de distribucion.
- **Registro de Actividad (ActivityRecord):** Describe las actividades(Eventos planificados y no planificados) de la empresa electrica de dsitribucion dentro de un determinado tiempo.

1.4 Características de un Modelo de Información Común/ XML

Una red eléctrica Inteligente REI (Smart Grid¹⁸) es una visión de la modernización de la forma de suministrar energía eléctrica a los consumidores, la red eléctrica inteligente se caracteriza por tener un flujo bidireccional de la energía eléctrica así como también de la información relacionada con el sistema eléctrico (Voltaje, Potencia Activa, Potencia Reactiva ...etc.), incorporando así a la red los beneficios de tener información en tiempo real para poder realizar un balance instantáneo entre la oferta y la demanda.

La interacción de diversas aplicaciones como SCADA, DMS, EMS, GIS, AMI, CIS con la finalidad de mejorar las gestión de la red eléctrica, hace que la REI sea un sistema de sistemas y que su arquitectura sea la composición de varios sistemas o subsistemas creados por las empresas eléctricas permitiendo que la REI sea flexible y cumplir con los requisitos de interoperabilidad:

- Interoperabilidad Técnica: Se refiere a las conexiones físicas (contactos auxiliares) y comunicaciones (Puertos USB, Puertos seriales, Puerto Paralelos, Puerto Profibus, Puerto Profinet...etc.).Enfatiza la sintaxis o formato de la información.
- Interoperabilidad informativa: Se refiere al contenido de la información recibida o enviada tenga un significado aceptable para el ser humano y para el equipo.
- Interoperabilidad Organizacional: se refiere a las relaciones que va a tener la organización con partes del sistema (Niveles de seguridad).

La utilización de una sintaxis definida en una REI es de gran utilidad ya que en la misma se está definiendo la estructura gramatical que va a tener el mensaje para el intercambio de información y la semántica se refiere a la interpretación del mensaje sea el correcto, por medio de los cuales aseguramos que la información que se está recibiendo el equipo tiene la misma interpretación que el equipo que envió la información.

¹⁸ Smart Grid: Es una gestión eficiente de la electricidad mediante la utilización de tecnología informática para optimizar la producción y distribución de energía eléctrica.

Los formatos utilizados en las diferentes empresas eléctricas de distribución para el intercambio de información:

- CIM/XML
- CIM/XSD
- CIM/SVG
- Multispeak
- CIM/RDF
- SCL
- GID
- ACSI

En la norma IEC 61968-13 hace referencia al formato CIM/XML el cual es utilizado para el intercambio de grandes paquetes de información (Topología¹⁹ de la red), el CIM /XML es adecuado para el intercambio de información porque su sintaxis y su semántica es de fácil interpretación para el sistema como para el ser humano.

EL XML es un lenguaje de programación que utiliza una organización basada por medio de etiquetas.

Así el CIM/XML permite crear ficheros que contengan la información acerca de la topología de una red eléctrica mediante el empleo de etiquetas. Realmente el CIM/XML está basado en el formato RDF/XML, el cual permite describir fácilmente en XML modelo orientado a objetos.

Hay dos tipos diferentes de XML utilizado por el CIM, el XML RDF/XML y XSD. La estructura XSD es más relevante para enviar mensajes (cargas de los mensajes) y la estructura de RDF es más relevante para la red modelo de descripción. En el Anexo 3 “Diferencias entre el CIM/XSD y el CIM/.RDF” se puede encontrar una tabla comparativa entre el intercambio de información mediante los formatos CIM/RDF y CIM/XSD.

¹⁹ Topología: Definición de un área específica.

El CIM UML junto con la sintaxis RDF define entonces el CIM RDF Schema, típicamente un subconjunto de las clases de CIM y las relaciones en formato RDF que es un perfil (TC57, 2010). Este perfil define la información "conceptualidad" y las relaciones semánticas entre la información para una situación específica del sistema o aplicación. El perfil especifica un interfaz para el intercambio de información entre los datos registrados y CIM de datos XML (TC57, 2009)²⁰.

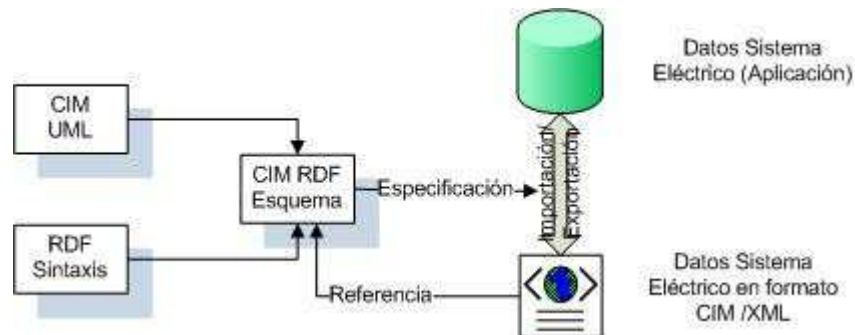


Figura 1. 8 Arquitectura de Interface CIM
Fuente: [28] IEC, CIM Interface Architecture (TC57, 2009)

De acuerdo con el esquema CIM/RDF, el modelo de un EMS puede exportar la información en formato CIM /XML ver “Figura 1.8”. Todas las etiquetas utilizadas en el CIM/XML son suministradas por el esquema del CIM/RDF, la información obtenida en formato CIM/XML puede ser importado por un sistema externo para realizar el análisis de la información obtenida, sin la necesidad de tener un convertidor de datos.

1.4.1 Lenguaje Esquema Extensible XML (Markup language).

El XML es un lenguaje de comunicación que está realizado mediante la utilización de etiquetas, está definida de esta manera para que se pueda realizar la codificación de la información y para que el intercambio de la información entre las aplicaciones y los sistemas informáticos se realice de una forma clara e inequívoca.

²⁰ Andreas Holmlund Richard Sjöberg.- “Information exchange with CIM for the Energy Industry”, Master thesis directed by Kun Zhu, KTM Vetenskap och Konst, Estocolmo-Sweden, pg, 18, March, 2011.

EL CIM/XML se utiliza para definir ontologías²¹, está basada en el estándar Lenguaje de Marcado de Anotaciones generales SGML (Standard Generalized Markup Language)²², incluyendo Resource Description Framework (RDF) y el lenguaje de ontologías Web (OWL).

La utilización de un Lenguaje XML para el intercambio de información tienen varios beneficios como:

- Modelo que permite representar varios tipos de datos.
- No es un formato fijo de estructura de datos (Longitud de elementos de datos).
- Información que es fácilmente analizada por el Software.
- Extensibilidad: los usuarios pueden modificar las etiquetas según sus necesidades.
- Estructura: Los datos jerárquicos se puede modelar a cualquier nivel de complejidad (Clases, Subclases del CIM).
- Validación: Los datos pueden ser revisados fácilmente (Corrección estructural).
- XML es una plataforma independiente.

1.4.2 Definición de Ontología y RDF

1.4.2.1 Definición Ontología OWL.

“El Web Ontology Language OWL está diseñado para usarse cuando la información contenida en los documentos necesita ser procesada por programas o aplicaciones, en oposición a situaciones donde el contenido solamente necesita ser presentado a los seres humanos. OWL puede usarse para representar explícitamente el significado de términos en vocabularios y las relaciones entre aquellos términos. Esta representación de los términos y sus relaciones se denomina una ontología. En realidad, OWL es una extensión del

²¹ Ontología: Define un vocabulario común para compartir información dentro de un dominio concreto

²² EL SGML: Es un Lenguaje para marcar y describir documentos con independencia total del hardware y software utilizados.

lenguaje RDF y emplea las tripletas de RDF, aunque es un lenguaje con más poder expresivo que éste”²³.

La definición de un concepto en una ontología comienza con una definición de las clases, atributos y asociaciones que podrían definirse en un diagrama de clases UML, pero va más allá y define los siguientes conceptos adicionales:

- Restricciones: descripciones formales de lo que debe ser verdad para algunos casos de afirmación de ser aceptada como entrada.
- Reglas: un estado de si-entonces que describe las conclusiones que pueden extraerse de una afirmación.
- Axiomas: afirmaciones y las normas que en conjunto constituyen la teoría general del dominio.
- Eventos: El cambio de atributos o relaciones.

El OWL es utilizado por algunas herramientas del CIM para completar los perfiles, los perfiles definidos en el OWL en lugar de UML o XML permite que los axiomas utilicen más restricciones a la hora de definir el modelo que se va a utilizar, La OWL creara su sintaxis en lenguaje XML lo cual se mejorara mediante uso de esquemas RDF para el contenido de los datos.

1.4.2.2 Definición RDF.

Resource Description Framework (RDF) es un método de definición de modelos de información que se especifica por el Consorcio World Wide Web (W3C), el RDF se basa en la idea de hacer declaraciones en una expresión de sujeto-predicado-objeto. Cada expresión que comúnmente se llama una "triple" en terminología RDF. El sujeto se define por el nombramiento de un recurso, el objeto denota rasgos o atributos asociados con el sujeto y el predicado expresa la relación entre el sujeto y el objeto.

El sujeto, o un recurso, en un modelo RDF se expresa como un identificador uniforme de recursos (URI).

²³ M. J. Lamarca, “Hipertexto: El nuevo concepto de documento en la cultura de la imagen “ Only online ,
Avaliable: <http://www.hipertexto.info/documentos/owl.htm>

URI son similares a los localizadores de recursos uniformes (URL) utilizados como direcciones web, pero son más general, porque no se limitan a los datos accesibles en la web.

El predicado y objeto son técnicamente URI y así también son identificadores.

Las tripletas sujeto-predicado-objeto toma la forma de expresar las construcciones sintácticas como "una persona tiene un nombre" o "un coche tiene cuatro ruedas".

RDF en realidad puede ser expresado en más de una sintaxis. Hay dos formatos de archivo comunes utilizado para RDF.

El primero es un formato XML. Este formato es a menudo llamado simplemente RDF, ya que se introdujo como parte de las especificaciones del W3C que definen RDF. Sin embargo, es importante tener en cuenta el formato XML no es el mismo que el modelo abstracto RDF sí mismo. En este formato, cada URI está etiquetado en estilo XML, y el archivo tiene una extensión. Rdf en lugar de una extensión XML.

La segunda es la notación de 3 (o N3) como un formato no XML de modelos RDF diseñados para ser fáciles de leer y escribir. La comunidad CIM también utiliza el formato de tortuga que es una forma mínima del formato N3. El Protocolo SPARQL (un lenguaje de consulta para RDF) utiliza un derivado de la sintaxis N3 y Tortuga.

Los archivos en formato RDF Schema (RDFS) describen las clases, atributos y relaciones de un modelo de información y suelen utilizar una extensión. Rdfs, los archivos RDF describen las instancias de objetos y suelen utilizar una extensión XML o extensión RDF.

Los archivos suelen utilizar una extensión XML o una extensión rdf, dentro de un archivo RDF o RDFS, los objetos que se utilizan en un archivo esquema es el siguiente:

- Clase: Usado en Esquema RDF para definir una nueva clase
- Recursos: Raíz de clase para todos los recursos
- Propiedad: Clase de todas las propiedades
- Identifica tipos de datos: tipos de datos
- subClassOf: Se especializa una clase
- Rango: Límites de los valores de una propiedad
- Tipo: Identifica la clase de un recurso individual
- Acerca de: Describe un recurso existente

- Descripción: Se utiliza para pares propiedad / valor de un recurso Instancia archivo
- ID: Identifica un nuevo recurso
- Acerca de: Describe un recurso existente
- Descripción: Se utiliza para pares propiedad / valor de un recurso.

La norma 61968 define la forma en que los archivos RDF (expresado como un archivo XML) debe estar expresado para el intercambio de información, utilizando el CIM como un modelo.

1.4.3 Emisiones Relacionadas con la representación de elementos monofásicos (Issues related to partial-phase devices modeling).

La Norma IEC 61970-301 tiene soporte sobre elementos monofásicos, el atributo de la fase se lo puede realizar mediante cualquiera de las letras A, B, C y N.

1.4.3.1 Impedancias en sistemas desbalanceados y equipos monofásicos (Impedances of unbalanced and partial phase devices)

La impedancia en las líneas de distribución con cargas desequilibradas se puede calcular mediante la utilización de una matriz 3X3, los valores se pueden calcular mediante las Ecuaciones de Carson.

1.4.3.2 Disyuntores (Switches).

La norma IEC 61970 permite solo dos estados para un dispositivo de conmutación (Estado abierto, Estado cerrado), por medio de lo cual se asegura que un disyuntor trifásico los tres contactos del mismo se encuentren cerrados o abiertos y no es aceptable que uno de las fases está abierta mientras que las dos restantes están cerradas.

1.4.3.3 Continuidad del sistema monofásico en sistemas radiales (Partial phase continuity in radial networks).

Muchas de las redes actuales tienen sistemas trifásicos radiales lo que significa que solo existe un camino para la potencia a suministrar en el equipo, para las fases de un dispositivo aguas abajo pueden tener las 3 fases sin embargo este no es requisito para la especificación.

1.4.4 Clases CIM utilizadas y correspondientes al RDF (CIM classes used and corresponding RDF)

Las subestaciones eléctricas de distribución pueden tener diferentes niveles de voltaje, los niveles de voltaje de las subestaciones en el Ecuador, el tipo de la subestación será definida por medio del nivel de voltaje que el mismo esté operando y la utilidad de la subestación eléctrica.

La norma IEC 61968-13 proporciona la información mínima que debe cumplir los diferentes equipos existentes en la subestación eléctrica para el intercambio de información en formato XML, para cumplir así los requisitos mínimos del CDPSM²⁴.

“El perfil de la base de CPSM 2,0 CIM define HostControlArea a estar en la raíz de la jerarquía de contención. Por el contrario, esta especificación define la subestación AT / MT como la raíz de la jerarquía de contención.”²⁵, la jerarquía de contención aplica para las subestaciones eléctricas.

Las clases definidas en el RDF son:

- Voltaje Base y Nivel de Voltaje (BaseVoltage and VoltageLevel)
- Containment hierarchy roots
- Subestación Eléctrica HV/MV (HV/MV Substation)
- Subestación Eléctrica MV/MV (MV/MV Substation)
- Subestación Eléctrica MV/LV (MV/LV Substation)

²⁴ Por sus siglas en Inglés Common Distribution Power System Model

²⁵ IEC 61968-11“Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –Part 11: Common information model (CIM) extensions for distribution”, 2010, pg 11.

- Empalme (Junction)
- Interruptor (Switch)
- Bahía (Bay)
- BusbarSection
- Transformador de Potencia (PowerTransformer)
- Transformador de Potencia MV/MV (MV/MV Transformer)
- Línea (Line)
- Línea de Distribución AC (ACLineSegment)
- Arreglo de Conductores (WireArrangement)
- Fuente Equivalente (EquivalentSource)
- Compensador (Compensator)
- StaticVarCompensator
- Carga Equivalente (EquivalentLoad)
- Medición de Clientes, Unidades de Generación y Modelo de Máquina Sincrónica
(Using CustomerMeter, GeneratingUnit and SynchronousMachine to model)
- Generación de energía Distribuida (Distributed Energy Resource)
- Unidad de Generación (GeneratingUnit)
- Máquina Sincrónica (SynchronousMachine).
- Control de Área de Ordenadores (HostControlArea)
- Sub Área de Control (SubControlArea)

CAPITULO 2

ESTANDARES Y ORGANIZACIONES

La necesidad de obtener la información de los sistemas eléctricos de potencia no solo ayuda a tomar las decisiones correctas cuando la situación lo amerite, sin embargo los avances tecnológicos hace que muchas de las empresas eléctricas aumenten, desarrollen sistemas para aumentar sus sistemas de gestión.

La falta de una estandarización y sistemas con características comunes hace que nazca la necesidad de una normalización para crear sistemas homogéneos, disminuyendo las dificultades a la hora de realizar la interoperabilidad entre sistemas, en este capítulo se desarrolla características de los entes normalizadores de sistemas, así como también su influencia en el desarrollo de la norma IEC-61968.

2.1 Comisión de Electrotécnica Internacional IEC (International Electrotechnical Commission).

El intercambio de información permite ejecutar acciones operativas de una manera más segura, y eficiente, optimizando la solución de problemas ante eventos imprevistos en la red eléctrica de distribución.

Las aplicaciones implementadas en empresas eléctricas de distribución en el Ecuador han resuelto problemas específicos utilizando por separado tecnologías de información y tecnologías de Operación, sin embargo para una mejor eficiencia de los sistemas eléctricos de distribución se necesita que el intercambio de información entre las mismas sea de una forma rápida, segura y eficiente.

Aplicaciones comunes implementadas en empresas de distribución, utilizando tecnologías de información son:

- Planificación de Recursos Empresariales (EPR)²⁶ : Aplicación utilizada para la gestión de recursos económicos, humanos, materiales y activos.
- Gestión de Recursos de la Empresa (EAM) ¹: Para la cadena de suministro, la gestión de inventarios y la gestión de trabajo y de recursos.
- Gestión de plantilla móvil (MWFM): Para la Gestión de equipos de trabajo móviles, la asignación y la programación y optimización del trabajo.
- Sistemas de información de clientes (CIS): Para administrar los datos de los clientes, datos de mediciones, liquidaciones y facturación.
- Gestión de cartera de energía (EPM): Para planificación de la energía, optimización de ingresos, programación, comercialización de energía y gestión de riesgos, análisis de mercado, gestión de ventas al detalle, previsión de precios y cargas, licitación ISO, liquidaciones y análisis posterior.
- Sistema de gestión de respuesta a la demanda (DRMS): Para gestionar programas de respuesta a la demanda y centrales eléctricas virtuales.
- Infraestructura de medición Avanzada (AMI) Para reunir y gestionar los datos de mediciones (intervalo y no intervalo). Incluye lectura a distancia y posiblemente mando a distancia.

Las tecnologías de operación incluyen aplicaciones de software que proporcionan el control operativo de los recursos de la red eléctrica en tiempo real (o casi real), entre las aplicaciones figuran:

²⁶ T. Taylor, “ Convergencia de TI/TO”, REVISTA ABB, ISSN 1013-3135, pg 24, No 3, 2012

- Control de supervisión y adquisición de datos (SCADA): Para la adquisición de datos en tiempo real.
- Sistemas de Gestión de Distribución (DMS): Para la gestión y control de las redes de distribución, incluye aplicaciones tales como localización, aislamiento y reparación, optimización Vol/Var, estimación de estado, sistemas de gestión de cortes de suministro (OMS) etc.
- Sistemas de Gestión de energía (EMS): Para la gestión y control de sistemas de transmisión.
- Sistemas de información geográfica (GIS): Para asignación e información geográfica.

Las aplicaciones funcionan de una forma global, requiriendo que las arquitecturas se han flexibles y que haya una mayor interoperabilidad entre los sistemas, ya que la existencia de una gran variedad de dispositivos electrónicos(IED, PMU) de diversos fabricantes presentes en las líneas de transmisión, subestaciones, plantas de generación eléctrica, los cuales requieren un intercambio eficiente de la información entre los equipos y conseguir de este modo un buen funcionamiento y una eficiencia del sistema.

Las diversas aplicaciones utilizadas en las empresas eléctricas de distribución, generan y reciben una gran cantidad de información para poder realizar la toma de decisiones de una forma correcta, mejorando los índices de desempeño y aumentando la calidad de servicio, motivo por el cual se necesita que el intercambio de información presenta las siguientes características:

- Estabilidad.
- Interoperabilidad.
- Utilización de un estándar abierto (CIM).

Los avances tecnológicos en la representación de la información (Sintaxis y semántica) dificulta la interoperabilidad y la estabilidad de la comunicación, motivo por el cual la IEC ha visto la necesidad de estandarizar y normalizar el modelo de información utilizada en los DMS, la norma IEC 61968 estandariza, representa los modelos y estandariza las aplicaciones utilizadas en los DMS, y no limita a los fabricantes o empresas las funciones de sus equipos o sistemas.

La interoperabilidad que se da a conocer en la norma 61968 es mucho más que una transferencia de datos entre aplicaciones utilizadas en las empresas de distribución de energía eléctrica, garantizando que las aplicaciones entiendan la estructura de los datos (sintaxis) y comprendan el significado (semántica) del dato. La norma 61968 no proporciona una estandarización en los dispositivos, sistemas de los diferentes fabricantes ni tampoco limita de las funciones de los diversos productos construidos por las diferentes marcas.

“El requisito para una fácil y correcta integración y mantenimiento de sistemas compuesto por dispositivos de distintos fabricantes, necesita una descripción amplia y formal de dicho dispositivo igual que el del sistema completo, por lo menos desde el punto de vista de la comunicación. Esto incluye un diagrama unifilar de la subestación y las funciones asignadas al sistema”²⁷.

Una de las grandes ventajas de la utilización de la norma IEC 61968 es la estabilidad a largo plazo, independencia de los avances tecnológicos, facilitando la incorporación de nuevas aplicaciones en cualquier instante de la vida útil del sistema, siendo innecesario realizar una nueva ingeniería para la incorporación de una nueva aplicación al sistema, permitiendo así mejorar el sistema eléctrico de distribución sin cambiar ninguna función de comunicación o base de datos de los sistemas.

²⁷ Elena Pérez Villalón, “Diseño y optimización de una arquitectura IEC61850”, Universidad de Comillas, Madrid, 2008, pg3

La IEC es una organización líder global dedicada a la normalización, preparación y publicación de los estándares utilizados en el área eléctrica, electrónica los mismos que sirven como base y referencia para la implementación de nuevas aplicaciones o equipos en los sistemas eléctricos de distribución. La preparación de las normas está a cargo de comités técnicos TC (technical committes), el TC57 es responsable de la creación de normas para el intercambio de información en los DMS, incluyendo sus sistemas relacionados (SCADA, AMI).

La IEC promueve la cooperación internacional en cuestiones relacionadas a estándares en materia de electrotécnica (problemas de conformidad), la IEC crea normas para las diferentes áreas como:

- La electricidad.
- La electrónica.
- Tecnologías relacionadas (Electrónica, Magnetismo, Electromagnetismo, Telecomunicaciones, Producción y distribución energética).
- Disciplinas generales (Terminología, Símbolos, compatibilidad electromagnética, medida y funcionamiento, formalidad, diseño y desarrollo, seguridad y medio ambiente).

Desde que se creó la IEC en 1906- Londres, tiene como objetivos principales:

- Resolver de manera eficiente los requisitos del mercado global.
- Asegurar la primicia y el uso mundial de sus estándares.
- Determinar y mejorar la calidad de los productos y servicios relativos a sus estándares.
- Establecer las condiciones de interoperabilidad de sistemas complejos.
- Aumentar la eficiencia de los procesos industriales.
- Contribuir en el desarrollo y mejora de la seguridad y salud humana.
- Contribuir en la protección del medio ambiente.

Los estándares han eliminado las barreras técnicas, liberando mercados y aumentando el crecimiento económico, ya que un producto X producido en un continente X puede ser comercializado en un continente Y a través de un país Y.

El TC57 está encargado de desarrollar y mantener los estándares en el área de control de sistemas de potencia y comunicaciones asociadas, que incluye supervisión, control y adquisición de datos, automatización de la distribución y la tele protección, también trata información relacionada con los DMS, SCADA, EMS. El comité TC57 está conformado grupos de trabajo que desarrolla una norma específica como se puede observar en la tabla 2.1.

Grupos de Trabajo TC 57		
Grupo de Trabajo	Descripción del estándar	Desarrollo de estándar
WG 3	Normas de Telecontrol y Tele protección	60870-5
WG 10	Comunicación de IED y modelo de datos asociados del sistema eléctrico	61850
WG 13	Gestión de sistemas eléctricos- interfaces de aplicaciones	61970
WG 14	Sistemas de interfaces de Gestión de la Distribución SIDM (System interfaces for distribution management)	61968
WG 15	Datos y seguridad de la información	62351
WG 16	Comunicación en el mercado eléctrico desregularizado.	62325
WG 17	Sistemas de comunicación para recursos de energía distribuida DER (Distributed Energy Resources)	61850-7-420
WG 18	Plantas hidroeléctricas- Comunicación para sistemas de monitoreo y control	61850-7-410
WG 19	Interoperabilidad a largo plazo	estándar para la integración del CIM y SCL
WG 20	Terminales de onda portadora sobre líneas eléctricas de alta tensión de banda lateral única	60495/60663
WG 21	otros tipos de comunicación	KNX (IEC 14543),BACnet (ISO 16484-5) LonTolk (IEC 14908.1),Echonet (14543-4), Profibus & Profinet (IEC 61158/IEC 61784)

Tabla 2. 1 Grupos de Trabajo de la IEC

El grupo de trabajo WG13 distribución cubre el modelado de las redes eléctricas vista desde la perspectiva del operador del sistema de transmisión, por lo cual se centra en la en la definición de la red eléctrica y las aplicaciones vinculadas a las operadoras y análisis fuera de línea de la red.

El grupo de trabajo WG14, identifica y establece los requisitos para las interfaces estándar en el DMS, describiendo mediante el CIM los atributos mínimos que deben cumplir cada uno de los equipos y actores involucrados en el DMS, parte del CIM publicada en la norma 61968-11 es utilizada principalmente para el intercambio de información entre los sistemas independientemente de la arquitectura que se esté utilizando.

El grupo de trabajo WG16, identifica y establece los requisitos de las comunicaciones dentro del mercado energético, ampliando el uso del CIM para en el área del mercado energético recogiendo datos y características propias del mercado de la electricidad. En el WG16 existen dos equipos de trabajos, uno se dedica a la creación del CIM orientado al mercado tipo Europeo y el segundo al mercado energético de los Estados Unidos.

Mercado eléctrico tipo Europeo [34].

- Mercados bilaterales (A head Markets Bilateral).
- Mercados Intradiarias (Intra-Day Markets).
- Mercados de Equilibrio (Balancing markets).
- Colaboración con ENTSO- E (Collaboration with ENTSO-E).

Mercado eléctrico tipo Estados Unidos [34].

- Mercados de pista diaria con seguridad de compromiso de las unidades de restricciones (Day a head markets with security constraint unit commitment (SUC)).
- Mercados futuros hora (Hour ahead markets).
- Mercados en tiempo real con restricción de seguridad económica de despacho (Real time markets with security constraint economic dispatch (SCED)).
- Colaboración con la norma ISO/RTD concilio con proyectos ISO (Collaboration with ISO/RTD council and ISO projects).

2.1.1 Antecedentes de desarrollo del Estándar.

El intercambio de información entre aplicaciones de diversos fabricantes es complejo, ya que cada fabricante desarrolla e implementa su propio protocolo de comunicación, las aplicaciones implementadas en las empresas eléctricas de distribución se realizaron con la finalidad de solucionar un problema específico, el protocolo de comunicación implementada por el proveedor de software tiene protocolos de comunicación cerrada, motivo por el cual no existía una base de datos estandarizada de propiedad individual o del formato utilizado en la comunicación del mismo.

El surgimiento de la REI y la desregularización de los mercados eléctricos, crea una nueva necesidad de intercambiar datos entre las aplicaciones, compartir información entre empresas. La utilización de varios convertidores para el intercambio de información crea la necesidad de implementar un estándar abierto que describa los datos mínimos existentes en un sistema eléctrico de potencia y requisitos mínimos que debe cumplir para el intercambio de información.

El CIM es un estándar abierto que es utilizado para la representación de los diferentes componentes existentes en un sistema eléctrico de potencia, originalmente el CIM fue desarrollado por Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI), para luego ser normalizada con el auspicio de la IEC, la norma inicio como parte de la interfaz de programación de aplicaciones de Centro de Control (CCAPI) del proyecto de la EPRI. El formato ha sido adoptado por los principales proveedores de DMS para permitir el intercambio de datos, independiente de su arquitectura de software o de funcionamiento de la plataforma.

2.1.2 Objetivos de la Estandarización.

El objetivo de la estandarización es establecer normas, requerimientos para la comunicación entre los sistemas, resolviendo las exigencias actuales de funcionamiento (interoperabilidad, aumentar la eficiencia del sistema eléctrico de distribución), y que los avances tecnológicos no impliquen un cambio drástico en la arquitectura del sistema.

Soportar las exigencias actuales y futuras en el sistema de gestión de la red eléctrica, la estandarización considera requisitos operacionales, motivos por el cual la estandarización sirve como base (flexibilidad), mas no es un limitante para la aumentar las funciones en los sistemas de gestión.

Describe las características de las aplicaciones existentes en empresas de distribución de energía eléctrica, motivo por el cual la estandarización proporciona la sintaxis y la semántica del dato.

Reduce los modelos implementados en las empresas eléctricas de distribución quedándose con los modelos que han sido más eficientes a la hora de realizar un intercambio de información.

2.1.3 Beneficios de la Estandarización.

Algunas de las empresas de distribución de energía eléctrica como por ejemplo: PacifiCorp, Long Island Power Authority, Californis Independent System Operator Corporation, Electricite de France, Modelo Msite, CFE México han utilizado el CIM como estándar para el intercambio de información teniendo grandes beneficios a corto y largo plazo, motivos por el cual otros países como: Ecuador, Colombia, Chile, Argentina, Costa rica están realizando estudios para la implementación del CIM como estándar para el intercambio de información entre los sistemas de distribución.

Las empresas de distribución de energía eléctrica han estado buscado por mucho tiempo un estándar de comunicación, para facilitar que los sistemas sean totalmente integrados y realmente interoperables, bajo este esquema la IEC crea este nuevo estándar IEC 61968-11(Integración de aplicaciones para los servicios eléctricos, Interfaces de sistemas para la gestión de la distribución. Parte 11 Extensión del Modelo de información común CIM para distribución) y la IEC 61968-13(Integración de aplicaciones para los servicios eléctricos, Interfaces de sistemas para la gestión de la distribución. Parte 13 Formato de intercambio modelo CIM RDF para distribución).

Actualmente algunas empresas han utilizado protocolos de comunicación para la adquisición de datos DNP 3.0, IEC870-5-101, IEC870-5-104, GPRS, ICCP, los cuales no cumplen con al menos uno de los siguientes requisitos.

- Negocio Global.
- Adaptación a nuevas tecnologías.
- Fiabilidad.

A continuación se menciona algunos de los beneficios encontrados por algunas empresas eléctricas de distribución de energía eléctrica, al utilizar una estandarización en los datos.

- Una sintaxis común para la interpretación de datos reduce la mala interpretación semántica.
- La reutilización de los mensajes minimiza los costos de integración²⁸.
- Garantizar la compatibilidad de datos mediante la utilización de una infraestructura estándar.
- Utilización de un bus de integración IB (Integral Bus) basado en el CIM, a través del cual se accede a todos los datos del SCADA, usando el lenguaje XML para el envío y recepción de mensajes³.
- Compatibilidad de datos entre diferentes compañías.
- Integración de procesos y subprocesos mediante la utilización de una arquitectura tipo SOA (Service-Oriented Architecture).
- Reducción de errores basados en la incoherencia de información obtenida.

Beneficios globales al implementar la norma:

- Independencia de tecnología actual.
- Asignación libre de funciones.
- Sistema de mantenimiento a largo plazo.
- Intercambio de datos.

²⁸ L. G. Grajales, C. P. Blaniel, J. M. Gómez, “Tendencias en automatización de la distribución”, Revista Boletín IIE, pg 67, Abril-Junio del 2011, Año 35, volumen 35.

2.2 Instituto de Investigación de Energía Eléctrica EPRI (Electric Power Research Institute).

“Es un centro americano de energía, dedicado a la investigación, de carácter independiente, de interés público. Su propósito es trabajar en las soluciones a los desafíos de la energía eléctrica, estas soluciones cubren casi todas las áreas de generación, distribución y transmisión de energía eléctrica. Esta organización tiene el objetivo de crear una "auto-recuperación" del sistema de energía, que será capaz de manejar situaciones de emergencia, adaptarse a entornos de servicios públicos y cubrir las necesidades del mercado y los clientes”²⁹.

Además:

“EPRI lleva a cabo la investigación en áreas donde la CIM necesita definiciones adicionales, tales como CIM para la planificación y CIM para la preparación de modelos dinámicos. EPRI también juega un papel en la introducción de la CIM en otras actividades de investigación en el que se puede utilizar las grandes iniciativas como el programa IntelliGrid. EPRI coordina las pruebas de interoperabilidad anuales, que son pruebas de varios proveedores de sistemas de software para validar que se puede intercambiar información basada en una definición de la CIM.”³⁰.

2.3 Estándar IEC 61968-11.

La norma IEC 61968 es una norma creada para facilitar la integración las diferentes aplicaciones utilizadas en las empresas eléctricas de distribución y los requerimientos mínimos que deben cumplir una aplicación para formar parte de un DMS, la norma cubre los modelos de interfaces asignados a las funciones de negocio, para el intercambio de información la norma recomienda la utilización del CIM, el CIM define las relaciones, definiciones conceptuales y mensajes semánticos

²⁹ Kleber Chiluisa, Lenin Martínez-. “Estudio de los sistema para la administración de la distribución DMS y los requerimientos para su implementación, Quito-Ecuador .pg 8

³⁰ **EPRI**, Common Information Model for Distribution An Introduction to the CIM for Integrating Distribution Applications and Systems, Palo Alto, CA: 2008. p26.

El CIM descrito en la norma IEC 61968 son extensiones del CIM de la norma IEC 61970. La norma 61968-11 define las extensiones del CIM utilizadas en los sistemas de distribución de energía, describiendo las clases, relaciones, asociaciones y datos necesarios para el intercambio de la información, la norma tiene como finalidad representar los elementos utilizados en los sistemas eléctricos de distribución en un lenguaje estandarizado para poder realizar el intercambio de información de una forma más eficiente, esta parte de la norma todavía se encuentra en desarrollo ya que algunos de los elementos que existen en los sistemas eléctricos de potencia todavía no se han desarrollado en lenguaje UML.

2.3.1 Alcance

La norma 61968-11 especifica las extensiones que se utilizan en los sistemas eléctricos de distribución basados en el CIM definidos en la norma 61970-301, apoyándose en conjunto con la definición de los mensajes definidos en la parte 61968-3 al 61968-9.

El alcance de la norma es crear extensiones del CIM para satisfacer las necesidades de una red de distribución de energía eléctrica, facilitando la integración de los sistemas de información utilizados en las diferentes empresas eléctricas de distribución, definiendo el CIM en un lenguaje UML para una fácil comprensión, el CIM es independiente de la plataforma que se utilice, facilita la creación de mensajes, de esta manera la norma no se ve afectada por la especificación, desarrollo o la implementación de nuevas aplicaciones, la implementación del CIM presenta una flexibilidad para la integración de nuevas aplicaciones al sistema DMS.

Al representar de una forma estándar los elementos utilizados en una empresa eléctrica de distribución mediante la clase de objetos, atributos y sus relaciones, facilita la integración de software independiente de quien sea el desarrollador, facilitando así mediante la definición de un lenguaje común (semántica y sintaxis) para las aplicaciones o sistemas de acceso de datos e intercambiar información independientemente de la forma de representación de datos internamente.

Dependiendo de las necesidades del proyecto, la integración de las aplicaciones puede requerir clases o paquetes descritos en otra parte de la norma 61968, o clases o paquetes ubicados en otra norma (61970-301, 61970-302, 61970-501).

2.3.2 Normativa de referencia

La norma 61968-11 toma como referencia las siguientes normas para la aplicación del documento

- IEC 61968-1
- IEC 61968-2
- IEC 61970-301
- IEC 61970-501

Las normas 61970 no se han tomado en consideración en la tesis, por motivo que los documentos corresponden a la estandarización en un DMS lo cual no es alcance de esta tesis.

2.3.3 Términos y Definiciones.

Los términos y definiciones utilizados en la norma 61968-11 se encuentran también definidos en la norma 61968-2.

EMS (Energy Management System): Sistema informático que comprende un software que proporciona un conjunto de funcionalidades (Aplicaciones utilizadas en Generación y transmisión) necesarias para asegurar el suministro de energía eléctrica al menor costo.

DMS (Distribution Management System): Sistema informático que comprende un software que proporciona un conjunto de funcionalidades (Aplicaciones utilizadas en sistemas de distribución) necesarias para asegurar el suministro de energía eléctrica al menor costo.

UML (Unified Modeling Language): El UML es un lenguaje formal y completo, que es utilizado para representar los sistemas de software desde el análisis de requerimientos, diseño e implementación.

El CIM se basa en UML para definir el modelo, generar documentación y esquemas mediante la automatización del proceso.

DCIM (Modelo de información común con extensiones de distribución): EL DCIM pretende abordar los CIM utilizados en un modelado de dominio DMS, las clases, atributos y asociaciones de un elemento definido en un DCIM permite realizar un interfaz que puede ser expresado en formato XSD,RDF OWL.

XML (Extensible Markup language): El esquema XML es utilizado para definir la estructura, el contenido y la semántica del lenguaje mediante etiquetas, se encuentran en archivos de extensión “xsd”, El DCIM utiliza la extensión XSD para definir los mensajes que se van a intercambiar entre aplicaciones.

RDF (Resource Description Framework): Representa el modelo de información de una forma más actual que el XSD, representa la información no solo en un archivo XML, es utilizada para el intercambio de datos en la web.

OWL (Lenguaje de Ontología Web): Es un lenguaje basado en el RDF que está definido para expresar ontologías y se apoya a los tipos de datos, enumeraciones, detalles de relaciones y asociaciones para poder imponer restricciones sobre el modelo a definir, El futuro del DCIM se puede expresar en la utilización del OWL para el intercambio de información.

2.3.4 Especificaciones del CIM.

El CIM define mediante el uso de modelo orientada a objetos, específicamente el CIM utiliza el Lenguaje de modelo unificado (UML), que define el CIM como grupo de paquetes, cada paquete en el CIM contiene uno o más diagramas de clase que muestran gráficamente todos los atributos del paquete, herencias y sus relaciones, cada clase se define en el texto en términos de sus atributos y relaciones con otras clases, las clases fueron explicadas en el parte 1.3 del presente trabajo.

Los modelos DCIM son detallados en el Anexo 1 “Modelos de Información Común para sistemas eléctricos de distribución.”:

- DCIM de un Sistema Monofásico y carga desequilibrada.
- DCIM líneas de distribución.
- DCIM transformadores de distribución.
- DCIM para localización y DCIM para representaciones gráficas.
- DCIM medición
- DCIM Control de Carga.

Modelado CIM mediante UML: El modelo CIM se define y se mantiene utilizando el lenguaje UML, actualmente en el modelo CIM se utiliza una Arquitectura empresarial EA (Enterprise Architect) de archivo lo cual permite que el modelo implementado se lo pueda visualizar y el mantenimiento del mismo se lo realice de una forma gráfica, mediante la utilización del EA se puede utilizar herramientas para generar páginas web, generando archivos en formato XMI³¹ el cual mediante herramientas como el CIMTool se puede generar mensajes específicos en formatos XSD, RDF, OWL o en formatos específicos que se describen en las normas 61968-3 al 9, 61968-13, 61968-14, 61970-301.

La norma 61968-11 no define un modelo que satisface todos los requisitos de información ya que el mismo sería una tarea imposible, el modelo propuesto es un estándar de datos canónicos por lo cual se debe satisfacer los requisitos para el intercambio de información (Mensajes definidos en las partes 3 al 9, 61968-13 y 61968-14), las extensiones de modelos DCIM dependen del proyecto o sistemas específicos las cuales no son mantenidas por la IEC.

Los modelos DCIM que se necesiten para el proyecto y no consten en los DCIM descritos en la norma 61968-11 se realizara la extensibilidad de un modelo DCIM, el DCIM creado

³¹ XMI: permite el intercambio de metainformación entre herramientas de modelado, basados en UML, y repositorios de metainformación, basados en MOF, en heterogéneos entornos distribuidos, realizando este intercambio mediante streams o ficheros con formato estándar basado en XML.

se deberá utilizar un nombre local y el mismo nombre servirá para identificar el origen de la clase y la extensión definiéndole mediante un modelo UML o un esquema físico XML.

Si la extensión se lo realiza mediante un modelo UML debe realizarse como un modelo separado o una capa separada.

Si la extensión está realizada en XSD solo un espacio de nombre de destino tiene que ser diferente de un CIM

Mensaje (perfil): Define la carga de mensajes de modelo, formato y la información a intercambiar (especifico del perfil del documento), la definición de los mensajes se deberá utilización de codificación automática (Utilización del CIMTool) o manual.

Actualmente se utilizan 2 perfiles utilizados para el intercambio de información:

Utilización del esquema XML: los mensajes definidos se lo realiza mediante el uso de sustantivos o verbos³², el sustantivo generalmente representa la clase DCIM y el verbo los atributos de la clase.

Utilización del esquema RDF: la norma 61968-501 define un subconjunto de esquema RDF que se utiliza para el intercambio masivo de información de la red, el formato del perfil se especifica en la norma 61970-552-43 y es actualmente definidos en la norma 61968-13.

2.3.5 Modelo Detallado.

El CIM representa una visión de la información que se intercambia entre diferentes sistemas de las empresas eléctricas de distribución, la definición incluye las clases, atributos y relaciones entre ellos

El CIM se divide en sub paquetes, dentro de los paquetes se enumeran alfabéticamente los atributos nativos de la clase seguido de los atributos heredados de la misma forma se realiza

³² Nota 2: Los verbos utilizados para el intercambio de información se explicaron en el capítulo 1.

las asociaciones. La asociación se lo describe de acuerdo a cada clase participante en la asociación, en la “Figura 1.2 “se muestra que la norma 61968 depende de la clase 61970.

Cada uno de los atributos descritos en las clases tendrá características como: el tipo de dato y la descripción “ver tabla 2.2”, si un atributo tiene una constante, en cuyo caso se añade en la columna de la tabla de atributos la frase “const”, la constante por lo general tiene un valor inicial que es precedido por un signo == y adjunta al nombre del atributo

Nombre	Tipo de Dato	Descripción
Dato1	Flotante	Atributo de tipo flotante
Dato2	Potencia Activa	Atributo de tipo Potencia Activa
Nombre	Palabra	Dato heredado desde Identificación de objeto

Tabla 2. 2 Documentación de Atributos.

Fuente: [21], Documentación de finalidad de Asociación.

En la “tabla 2.3” la primera columna se describe a multiplicidad (Como esta clase participa en la asociacion), la segunda columna describe la final de la asociacion (su multiplicidad se incluye en parentesis) , en la tercera columna se muestra la clase de la asociacion, si la multiplicidad es cero indica que la misma es opcional

[multiplicidad desde]	[multiplicidad hasta]	Tipo	Descripción
[0...*]	[0..*] Operación para compañías	Compañía	Dato heredado desde Fuente de sistema de Potencia
[31]	[0..*] Contención de medidas	Medida	Dato heredado desde Fuente de sistema de Potencia
[31]	[0..*] Participación de operación	Participación de Operación	Dato heredado desde Fuente de sistema de Potencia
[1..*]	[0..1] Establecer Modelo de Autorización	Establecer Modelo de Autorización	Dato heredado desde Identificación de objeto

Tabla 2. 3 Documentación de Asociaciones.

Fuente: [21], Documentación de finalidad de Asociación.

2.4 Estándar IEC 61968-13.

La norma 61968-13 tiene como finalidad facilitar la integración entre aplicaciones mediante la utilización del CIM/RDF, la norma no interviene en la manipulación interna de los datos esto depende de cada sistema, los sistemas por lo general se comunican mediante la utilización de middleware³³ para obtener una comunicación en tiempo real, comunicaciones sincrónicas y modelos interactivos de comunicación (solicitud, respuesta). Por lo que esta norma de interfaz es relevante para las aplicaciones de acoplamiento flexible con mayor heterogeneidad en los idiomas, sistemas operativos, protocolos y elementos de gestión, esta norma tiene como objetivo apoyar las aplicaciones que necesitan intercambiar datos cada pocos segundos, intercambio de datos en tiempo real .

La norma 61968 define al sistema DMS como la conformación de diversos componentes (aplicaciones), que son de gran utilidad a la hora de administrar una red eléctrica de distribución estas capacidades incluyen seguimiento (Gestión para asegurar fiabilidad del sistema) y control (Control de equipos).

La IEC 61968-13 define el formato de intercambio de información de datos para la distribución mediante la utilización CIM RDF, en un sistema de distribución común de energía CPDSM (Common Power System Model).

2.4.1 Alcance.

La norma 61968-13 especifica los formatos y reglas para el intercambio de información basado en CIM relacionado con los datos de la red de distribución de energía eléctrica, la intención de esta parte de la norma 61968 es permitir el intercambio masivo de datos por medio del formato XML, permitiendo así que los datos enviados de la red son suficientes para realizar:

³³ MIDDLEWARE Es un software que asiste a una aplicación para interactuar o comunicarse con otras aplicaciones, software, redes, hardware y/o sistemas operativos.

- Seguimiento del estado real de red eléctrica de distribución.
- Análisis de falla.
- Cálculos de flujo de carga.
- Sincronización con bases de datos de los sistemas GIS

La utilización del esquema CIM RDF presentado en la norma 61970-501 es un meta modelo de trabajo de construcción XML, los documentos contienen modelos de información para sistemas eléctricos de potencia, la sintaxis de este documento llamado formato CIM XML utilizado para el intercambio de información sirve para muchos propósitos, especialmente para la transferencia de datos por medio de carpetas aplicado especialmente cuando algunas de las aplicaciones necesitan tener un completo punto de trabajo.

En la “Figura 2.1 ”se observa el esquema descrito en la norma 61970-501 para el intercambio de información en el DMS, en esta parte de la norma se refiere al CIM/XML utilizando las descripciones de la información basada en el CIM RDF, la información del documento XML puede analizarse con la información importada a un sistema externo.

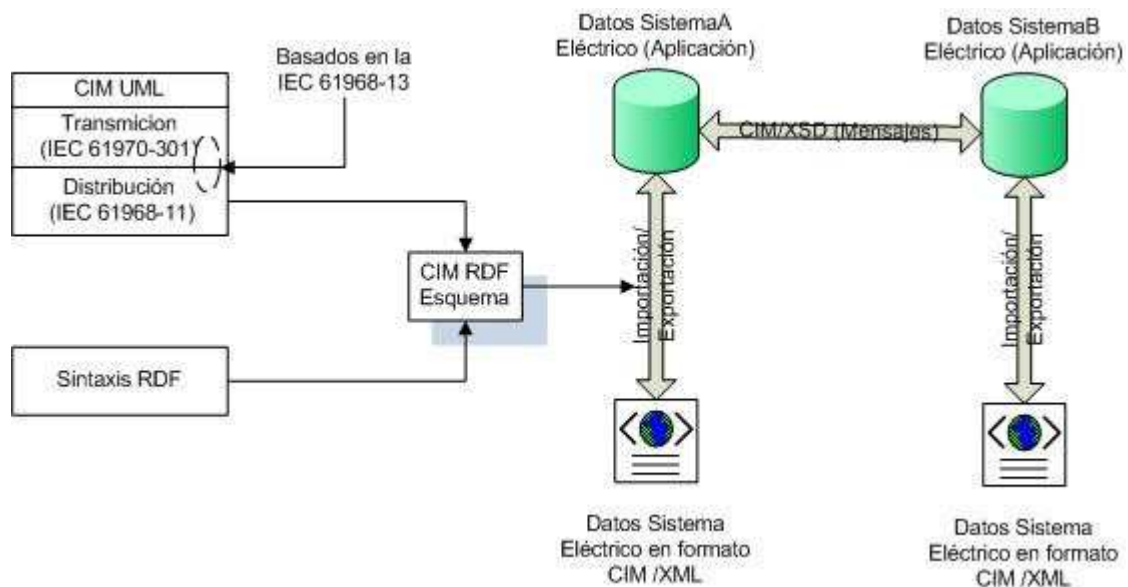


Figura 2. 1 Intercambio de Información entre Sistemas
Elaborado por: David Manobanda.

La creación de un documento CIM/XML puede ser realizado de diferentes opciones y la utilización de la sintaxis de RDF puede ser utilizado de diferentes maneras, sin embargo se debe llegar a conseguir el mismo resultado. La utilización de cláusulas es muy importante para definir reglas en la comunicación y al producir estos documentos simplifican y facilitan la escritura en el software para interpretar de una forma correcta la información del modelo.

El DMS puede utilizar mensajes definidos en formatos CIM XSD, sin embargo la utilización del CIM RDF tiene sus ventajas (La comparación entre sistemas CIM XSD y CIMRDF se lo realiza en el Anexo 3).

La descripción del modelo se lo realiza por medio de un modelo grafico basado en un lenguaje UML RDF, XSD describe un modelo jerárquico que se adapta a la aproximación del tipo de mensaje, el CIM RDF es un lenguaje más legible y comprensible para las personas que trabajan en campo.

Las herramientas que aseguran la compatibilidad entre un modelo CIM y un modelo RDF está definido en los tipos de mensajes (IEC 61968-3 y IEC 61968-4) sobre la red de distribución.

2.4.2 Normativa de Referencia

La norma 61968-11 toma como referencia las siguientes normas para la aplicación del documento

- IEC 61968-1
- IEC 61968-3
- IEC 61968-4
- IEC 61970-301
- IEC 61970-501

2.4.3 Futuro de los Documentos Relacionados con el Estándar.

Los siguientes documentos se deben tomar en consideración, incluso si están en vigencia

- IEC 61968-11
- IEC 61970-452
- 61970-552-4 (Parte Modelo de formato de intercambio CIM XML).

2.4.4 Descripción de los Puntos de trabajo en sistemas de distribución CIM RDF. (CIM RDF describing distribution networks)

En esta parte el estándar IEC 61968 describe el modelo CIM RDF utilizado para distribución, basándose en el CPSM, la normalización de las aplicaciones utilizadas en el CPSM están siendo realizadas a través del TC 57 y WG 14.

La información recopilada, procesada y almacenada por las empresas distribuidoras del sistema eléctrico de potencia consta de varios tipos de información, la cual no puede ser recopilada por una sola aplicación, motivo por el cual para una mayor facilidad y manipulación, la información es adquirida por varias aplicaciones sin embargo para una mejor coordinación de la distribución y la transmisión es necesario que varias de las aplicaciones intercambien información. Cada una de las aplicaciones tienen un paquete de software por lo cual el intercambio de información se hace dificultoso y se requiere una interface específica para el intercambio de información, los sistemas deben reconocer y estar de acuerdo con las definiciones comunes del sistema eléctrico de potencia facilitando los requerimientos para el intercambio de información.

El CIM define a los objetos utilizados en las empresas eléctricas de distribución presentando un objeto que tiene características propias (clase, atributo y relaciones entre clases), utilizando estas características facilita la integración de las aplicaciones independientemente de las especificaciones del desarrollador, representando así un modelo de datos canónicos para apoyar el intercambio de información entre cada sistema del DMS.

La norma 61968 propone el perfil CIM RDF para el intercambio de información en un sistema DMS, basándose en el perfil CPSM NERC los datos de configuración de la red eléctrica de distribución debe incluir parámetros como:

- Distribución de la carga.
- Estudios de flujo dinámico de carga.
- Estabilidad.
- Impacto de los recursos energéticos.
- Intercambio de datos entre operadores (Cenace- EEQ).

2.4.5 Emisiones Relacionadas Para la Modelación de Equipos. (Issues related to partial-phase devices modeling)

La IEC 61970 especifica modelos CIM para equipos que pueden ser modelados en circuitos desbalanceados (monofásicos, bifásicos), representando las fases con las letras A, B, C, N. Representando modelos CIM para:

- Impedancias desbalanceadas.
- Interruptor.

Impedancias desbalanceadas y (Impedances of unbalanced and partial phase devices)

La norma IEC 61970 especifica la impedancia de los conductores en términos de potencia real y reactiva, impedancia de secuencia positive e impedancia de secuencia negativa, desafortunadamente esto es perfectamente válido para sistemas trifásicos balanceados donde las 3 fases tienen el mismo valor de la impedancia (self-impedance).

Interruptor

La IEC 61970-301 muestra los dos estados de un interruptor (abierto y cerrado), estado para el cual es de las tres fases, esto recomienda que las tres fases del interruptor siempre van estar operando iguales y esto no corresponde a la situación de que por ejemplo una de las fases este abierta mientras que las otras dos fases estén cerradas, las posibilidades de que el interruptor este cerrado o abierto.

2.4.6 Clases CIM usadas y correspondientes al RDF.

La información que es intercambiada entre los diferentes sistemas utilizados en los DMS pueden llegar a ser muy grandes, y el procesamiento de la información es un proceso crítico motivo por el cual la IEC propone el lenguaje CIM XML para el intercambio de información, proporcionando así muchas formas de representar un conjunto de datos, por medio de la asociación entre los recursos, los recursos pueden ser escritos como un atributo o un elemento anidado dentro de la otra proporcionando así un acceso más rápido a la información, la estructura de los datos es útil para el intercambio de datos entre los modelos parciales o modelos completos, el CIM/XML mejora la velocidad del procesamiento de datos logrando optimizar los datos transferidos entre empresas.

La información intercambiada mediante un lenguaje CIM XML ha demostrado ser muy eficiente ya que los datos en formato XML son datos legibles por la maquina mediante un formato estructurado y es extensible a través del internet, por lo cual es diseñado para el almacenamiento y transferencia de datos online como offline, los datos son codificados como texto sin formato motivo por el cual permite ser legible para el ser humano y para la máquina, el uso de una codificaciones estándar hace que sea muy independiente de la plataforma utilizada.

Cada elemento está expresado en una etiqueta de apertura y cierre que contiene los datos de la forma:

`<etiqueta>...Contenido de la información...</etiqueta>`

O con una sola entrada vacía se cerró con una barra al final:

`<etiqueta/>`

La entrada puede contener atributos propios los cuales se expresan de la forma:

`<etiqueta`

`AtributoUno=" Informacion1" AtributoDos=" Informacion2" /> o`

`AtributoUno=" Informacion1" AtributoDos=" Informacion2" /> ...</etiqueta> $`

Las etiquetas que se encuentren dentro de una etiqueta de inicio y fin se clasifican como hijos del elemento padre.

CAPITULO 3

BENEFICIOS TÉCNICOS Y ESRATEGICOS DEL CIM- IEC 61968.

La implementación de sistemas tan complejos como una red eléctrica inteligente deben satisfacer necesidades en el hardware y software del sistema abarcando las funciones relacionadas con los diferentes procesos de negocios de las empresas eléctricas de distribución, el avance tecnológico facilita el acceso a la información, la integración de los sistemas, aumentando la eficiencia de las aplicaciones, en este capítulo se desarrolla los beneficios que nos presenta al implementar un sistemas basado en la norma 61968 identificando los requisitos generales de la infraestructura de la red eléctrica, arquitectura de la información y los beneficios de tener un sistemas con una interoperabilidad.

3.1 Estructura de la Norma 61968-11.

La norma 61968 representa el modelo CIM mediante la implementación de una arquitectura empresarial EA, el EA es una plataforma de modelado UML con herramientas de análisis y de diseño que se lo utiliza para extender el dominio del modelo y asegurar la integridad del sistema.

La Arquitectura empresarial se lo utiliza para:

- Modelos de negocios y sistemas de TI
- Software e Ingeniería de sistemas.
- Desarrollo en tiempo real.

Las capacidades integradas en la arquitectura empresarial ayuda a realizar modelos de análisis, diseño, implementación prueba y mantenimiento utilizando el UML, el UML es una herramienta gráfica diseñada para facilitar a los equipos de trabajo a desarrollar sistemas robustos y de fácil mantenimiento.

3.1.1 Arquitectura CIM UML

EL REI es un conjunto de aplicaciones de sistemas interconectados (Software y Hardware) por lo cual es cada vez más evidente la necesidad de la interoperabilidad entre los sistemas para controlar, gestionar, vigilar el sistema eléctrico de distribución, para que así el intercambio de información se realice de una forma ágil.

Los paquetes definidos en los CIM son los

- IEC 61970-301 define el CIM para los EMS.
- IEC 61968-11 define las extensiones para los sistemas eléctricos de distribución.
- IEC 62325-301 define las extensiones utilizadas en el Mercado Eléctrico CME.

Factores que se involucran en el desarrollo de la arquitectura para la interoperabilidad del sistema son:

- Actores involucrados (Sistemas de software).
- Definición del software involucrado (software de integración).
- Objetivo que se logra en el sistema, resumiendo los objetivos en que se va a utilizar en el sistema y que se va a lograr con ella.

La información debe contener las siguientes características:

- Requisitos: Condiciones que se exige para realizar el caso de uso.
- Condición final de éxito: Estado final previsto.
- Condición final de error: Estado cuando se produce una falla.
- Disparo: Evento que inicia el caso de uso.
- Medidas necesarias para lograr éxito de la condición final: proceso paso a paso para llegar a la condición final.
- Pasos de extensión: Extensión de pasos se refiere a la cantidad de los pasos para el éxito del escenario que se produce cuando algo falla

Mediante el análisis de los puntos detallados anteriormente se considera todos los aspectos críticos del sistema que son necesarios para construir un sistema robusto, mediante el cual ayuda a evitar problemas en el futuro o imprevistos que generen el intercambio de la información.

El modelado de cada mensaje identificado en la secuencia es necesario definir el contenido del mensaje, el enfoque basado en el CIM implica (Arquitectura del mensaje ver Figura 3.1):

Modelo de Información empresarial: Implica el mapeo de las clases, atributos y asociaciones utilizadas en el CIM.

Modelo de dominio de la información contextual: Se representa como un perfil que se denomina “modelado de dominio” porque se realiza la creación de una definición del contenido necesario del modelo de información.

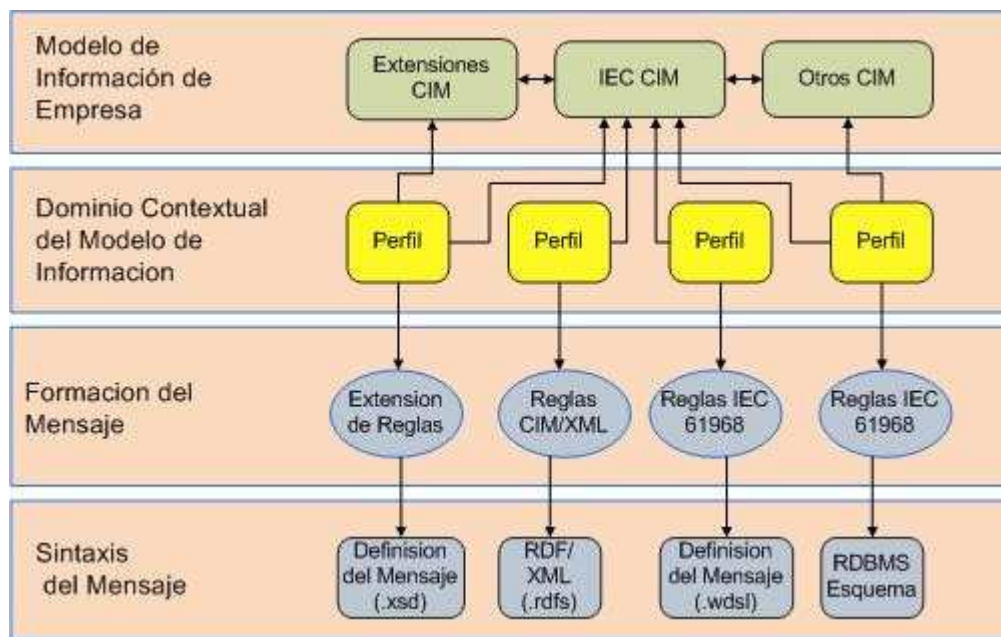


Figura 3. 1 Arquitectura UML para creación de mensajes.

Fuente: [9] A Diagram Representing Domain Modeling and Message Construction Process.

Diseño de Mensaje: El mensaje utilizado en la capa de integración requiere un dominio definido y la construcción de una carga útil de datos real para el mensaje, en la norma 61968 existe un conjunto predefinido de verbos ver fig 3.2, que describen las acciones que se pueden realizar (Ver Anexo 4 para la descripción de todos los verbos utilizados para el intercambio de información).

Petición/Respuesta:	Publicación/Suscripción:
Crear	suscrito
Cambiar	UNSUBSCRIBE
Cancelar	creado
Cerrar	cambiado
borrar	Cancelado

Figura 3. 2 Verbos Utilizados para la Creación de Mensajes.
Elaborado por: David Manobanda.

La norma define un conjunto de tipos de mensajes que las aplicaciones pueden enviar o recibir pero no define ningún orden en particular o interacción de mensajes, “De acuerdo a la Norma IEC 61968-1, los tipos de mensajes se organizan de acuerdo al patrón genérico ver “Figura 3.3”. La carga útil del mensaje por otra parte es normativa se describen las cláusulas”.

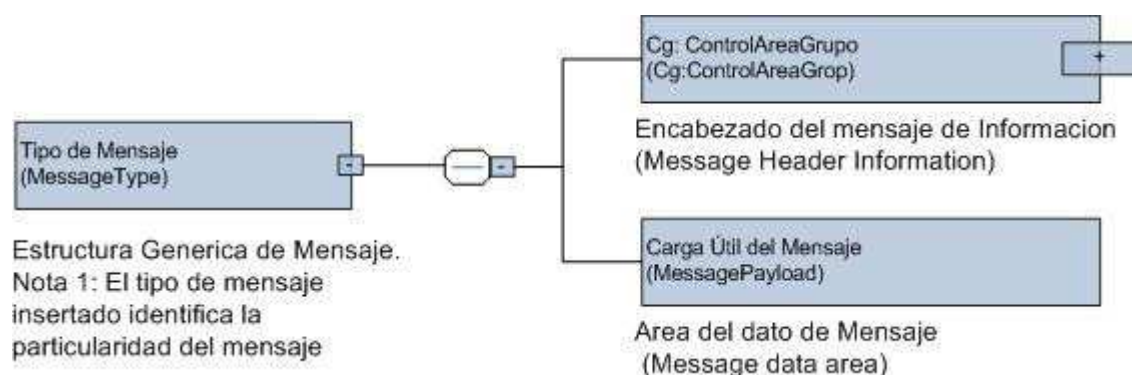


Figura 3. 3 Patrón genérico de la creación de mensajes.
Fuente: [19] Generic pattern used for all message types.

Tipos de mensajes:

- Mensaje tipo verbo: El verbo describe el propósito del mensaje.
- Mensaje tipo sustantivo: El sustantivo describe el tipo de datos en el cuerpo del mensaje, cada sustantivo corresponde al nombre de una clase.
- Cuerpo del mensaje: El cuerpo de cada mensaje se basa en los atributos de las clases descritos por los sustantivos.
- Naming: define los atributos comunes, los atributos es un conjunto de cadenas alfanuméricas legibles por los humanos, y es habitual que los códigos alfanuméricos sirvan para identificar una subestación o los equipos de la subestación.
- Naming.Name: Identifica una entidad con un ámbito en específico.
- Naming.pathname: Identifica una entidad con un ámbito en global (Equipos de una subestación, Subestaciones).
- Naming.aliasname: se utiliza para contener otro identificador (Número de identificación asignado a un equipo).
- Naming.description: *“Esta es una cadena alfanumérica legible que proporciona información adicional, pero no es destinada a la transformación automática de los sistemas informáticos”*.³⁴
- Documento: Atributo común que se define en todos los tipos de mensajes.
- Document.type: Describe el nombre de la clase que es una instancia real (SwitchingSchedule", "ActivityRecord").
- Document.subtype: “Esta es una información adicional que pueda ser de utilidad específica, por ejemplo “Planificacion, “OnDemand” para SwitchingSchedule, “Planned”, “Unplanned” para “OutageRecords, PermitToWork” para SafetyDocument.
- Document.Status: Indica el estado del documento (Borrador, en curso, aprobado).

³⁴ **IEC- International Electrotechnical Commission** , “IEC 61968-3 Application integration at electric utilities –System interfaces for distribution management –Part 3: Interface for network operations”, Ginebra/Suiza publicado por IEC,pg 12, 2004-03.

3.1.2 Definición CIM GID.

El desarrollo de interfaces conocidos como: Definición de Interface Genérica GID (Generic Interface Definition) son desarrollados para implementarse en sistemas nuevos o existentes y deben ser expresados en formatos XML para crear archivos y mensajes.

El GID se desarrolla mediante una arquitectura que permita la lectura/ escritura de mensajes o archivos XML, cumpliendo con las reglas semánticas y sintaxis definidas en el CIM de esta manera se asegura que el receptor de la información es capaz de leer la información de manera idéntica al emisor, sin la necesidad de conocer la estructura de datos interna del receptor o la plataforma tecnológica.

Un “Adaptador CIM” es el encargado de implementar el acceso a los datos del sistema, realizar la transformación de acuerdo con el mapeo de conceptos y el modelo semántico definido, e implementar la funcionalidad para exponer información a otros sistemas, así como tomar e interpretar la información de otros sistemas para uso interno en el sistema.

3.1.2.1 Proceso de adopción del CIM.

El proceso de adopción del CIM en un DMS es un proceso que toma mucho tiempo y esfuerzo debido a la complejidad y el costo inicial, la empresa eléctrica de distribución debe tener una estrategia integral a largo plazo como un proceso para la adopción de una REI, Se deben definir las aplicaciones que van a integrar al sistema en la primera fase así como también las aplicaciones futuras que van a ser parte del sistema. *“Es recomendable que el alcance inicial sea limitado como retador, es decir, que la información a transferir no sea trivial, que sea coherente y que considere o represente conceptos completos o integrales, ya que esto dará una mejor experiencia al grupo de desarrollo que participe en el proceso”*³⁵.

³⁵ A. E. Reza, T. M. Calleros, M. L. Torres, N. A. Alemán, R. G. Mendoza, B. S. Rodríguez, “Interoperabilidad Para la red Eléctrica inteligente: Modelo CIM y su proceso de Adopción”, Revista Boletín IIE, Enero-Marzo 2013, pg 20, Año 36, volumen 36.

La integración de los sistemas se lo realiza por medio de adaptadores CIM, los cuales deben tener su alcance bien definido, en la “Figura 3.4” se muestra el proceso de adopción del CIM basado en los adaptadores CIM, así como los artefactos que se deben desarrollarse e integrar el proceso.



Figura 3. 4 Proceso de Adopción del CIM Basados en Adaptadores.

Fuente: [14] Proceso de adopción del CIM, basado en el desarrollo de “Adaptadores CIM”

Perfil CIM: Representación de los componentes del sistema eléctrico de Potencia mediante el subconjunto e clases, atributos y asociaciones del CIM (CIM.....). Para la selección de conceptos y las relaciones se utiliza la herramienta CIMtool y el resultado de los mismos se debe representar en formato OWL o RDFS, en la “Figura 3.5” se muestra el proceso de la adopción del perfil CIM.

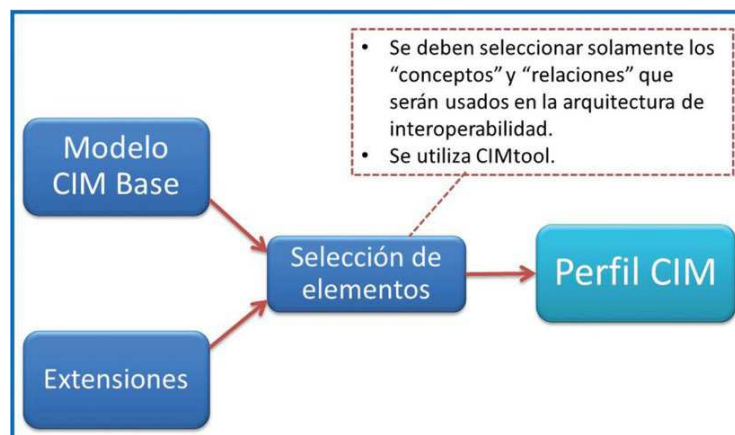


Figura 3. 5 Proceso de Adopción del perfil CIM

Fuente: [14] Definición de un Perfil CIM

Modelo Conceptual: Representa formalmente los elementos que lo componen, relaciones entre ellos utilizando el modelo UML.” Este modelo es la fuente de la información base para conocer el significado de los datos almacenados y gestionados por el sistema legado y permitirá realizar la siguiente etapa”.

Mapeo de Conceptos: Describe las relaciones entre los conceptos definidos en el Perfil CIM y los conceptos almacenados por los sistemas legados, describe las reglas de traducción la “Figura 3.6” se muestra el proceso de mapeo de conceptos a partir del modelo conceptual del sistema legado.

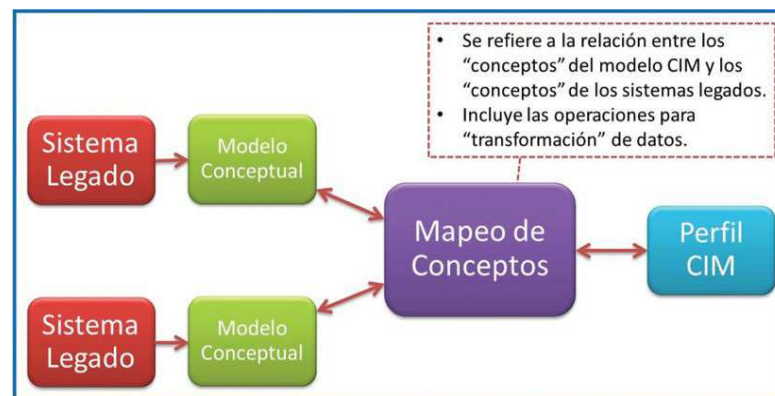


Figura 3. 6 Proceso de Mapeo de Conceptos
Fuente: [14] Definición del Mapeo de Conceptos CIM.

En la “Figura 3.7” muestra gráficamente como se debe realizar el mapeo de conceptos entre el modelo conceptual del sistema legado y el perfil CIM definido para la empresa eléctrica. Se debe resaltar el hecho que antes de decidir realizar y modelar una extensión del CIM se deben agotar todos los recursos para identificar el concepto en las clases CIM nativas, ya que cualquier extensión será perfectamente manejable por los sistemas internos que conozcan el perfil CIM específico, pero cualquier entidad empresa o sistema que cumpla con el modelo CIM base no podrá interpretar el significado de las extensiones, ya que las extensiones específicas no forman parte de los estándares emitidos por la IEC.

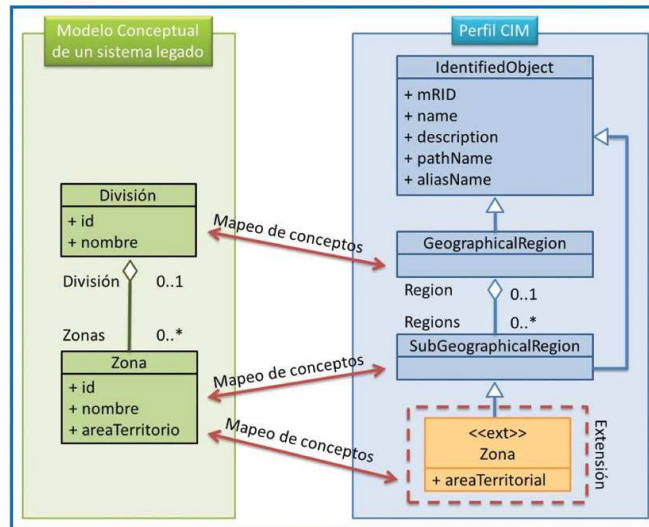


Figura 3. 7 Relación entre el modelo conceptual y el perfil CIM.
Fuente: [14] Ejemplo de Mapeo de Conceptos entre un sistema legado y CIM.

El modelo semantico se obtiene de la union de Mapeo de conceptos y el Perfil CIM

3.1.2 Recomendaciones para la adopción del CIM.

El intercambio de información entre aplicaciones mejora considerablemente la fiabilidad del sistema eléctrico utilizando el CIM, el CIM para las empresas eléctricas de distribución se ha convertido en un estándar mediante la utilización del formato estándar (XML) que cualquier EMS puede comprender la información mediante el uso del internet y las tecnologías estándar.

- Mediante el modelo conceptual se deberá establecer el significado de cada uno de los datos, y se definirá solo una fuente de información.
- El mapeo de conceptos mediante el perfil CIM permitirá realizar una comprensión de la sintaxis y semántica de los datos transportados.
- “El perfil CIM contendrá la definición común, estricta y exhaustiva de la información a trasladar entre sistemas a través de CIM”.
- El mapeo de conceptos solo se lo puede utilizar en los conceptos completamente descritos en el modelo conceptual y Perfil CIM.

El problema de no tener una integración de los datos lleva a:

- Carga Excesiva de Mantenimiento a las bases de datos, se tiene problemas para llevar las operaciones de diseño, planificación, gestión de activos a un costo razonable.
- La información del estado del sistema es difícil de actualizar con las medidas en tiempo real, motivo por el cual limita la utilidad del software del sistema.
- Barreras a la hora de integración de generación distribuida.
- Los sistemas actuales tienen dificultad en la creación de nuevos algoritmos para mejorar su proceso ya que es difícil integrar nuevos módulos de software.

Metodología para la implementación del CIM en un sistema eléctrico de distribución ver “Figura 3.8”

- Etapa de infraestructura: (Se estudian y se instalan los requerimientos de hardware del sistema).
- Etapa de Diseño: Se analiza el alcance del proyecto y se diseñan los componentes del software.
- Etapa de Desarrollo: Se implementan las interfaces CIM con los sistemas locales.
- Etapa de Seguimiento: Se revisa el desempeño y se corrigen los fallos de los sistemas de interoperabilidad.

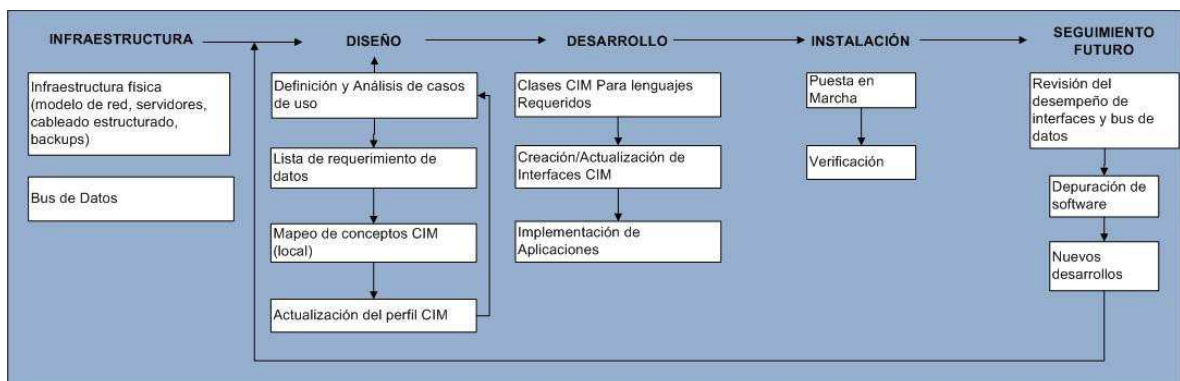


Figura 3. 8 Metodología de implementación del CIM
Fuente: GERS, Metodología de Implementación del CIM.

3.1.3 Tecnología utilizada para la implementación del CIM.

La tecnología utilizada para la implementación de un CIM es el SOA (Service Oriented Architecture), el SOA es un conjunto de directrices destinada a acoplar las funciones definidas, esta interface realiza una tarea específica como:

- Conexión del servicio.
- Registro de nuevos clientes.

Como se puede observar en la “figura 3.9” el SOA utiliza un lenguaje XML para la creación de mensajes y el intercambio de los mismos, el SOA es solo un marco de referencia una arquitectura que por sí sola no puede ser implementada a menos que tenga una aplicación.



Figura 3. 9 SOA

Fuente: [16], Visión de SOA (Arquitectura Orientada a Servicios).

3.1.3.1 Tipos de buses empresariales:

Existen diferentes tipos de buses destinados a mejorar la interoperabilidad entre sistemas, No es alcance de esta tesis realizar un estudio detallado de los buses empresariales, SOA, SSOA, motivo por lo cual se ve solo características principales:

Enterprise Information Bus (EIB): Topología arquitectónica que integra todas las fuentes y sistemas de información de soporte, provee entidades de información para las aplicaciones de diversos protocolos.

Message Bus Integration (Message Oriented Middleware – MOM): Se utiliza para transmitir mensajes entre aplicaciones, generalmente de manera sincrónica.

Service Integration Bus (SIB): Es un grupo de uno o más servidores de aplicaciones que proporcionan servicios de mensajería sincrónica.

Enterprise Service Bus Software arquitectónico tipo middleware: Es una infraestructura de conectividad utilizada para integrar aplicaciones y servicios dentro de un SOA. Un ESB no implementa la arquitectura, sino provee los elementos para que esta pueda ser implementada. Para la implementación de un CIM en los sistemas de información es necesario contar con una herramienta que permita traducir los datos provenientes de las diferentes aplicaciones a un lenguaje común.

3.1.3.2 Ventajas de la utilización de un Bus Empresarial:

“El UIB puede alcanzar la integración de varios sistemas heterogéneos de una compañía eléctrica de manera efectiva y acelerar la construcción de sus sistemas de información”
(Lee, 2005)

- Compatibilidad con estándares internacionales.
- Actualizaciones se realiza de manera más eficiente (más rápida y menos costosa).
- Aísla aplicaciones de forma independiente, de manera que son independientes del almacenamiento.

- Disminuye sustancialmente los costos y el esfuerzo asociado a la implementación y mantenimiento de interfaces de datos entre sistemas.

3.2 Infraestructura en una red eléctrica inteligente o Smart Grid.

Los sistemas eléctricos de distribución para mejorar el sistema de gestión debe disponer de infraestructura que permita supervisar y controlar el sistema eléctrico de potencia, los sistemas de gestión implementados en las empresas eléctricas de distribución deben cumplir necesidades como:

- Velocidad de respuesta: Prevención de apagones a gran escala o contención de apagado.
- Fiabilidad del sistema.
- Sistemas homogéneos.
- Coordinación y control de procesos.
- Sistema flexible para la implementación de nuevos sistemas.

El sistema de gestión en una empresa eléctrica es un sistema complejo por el cual muchos de los sistemas deben satisfacer las necesidades específicas y estar acorde con los avances tecnológicos basándose en tecnologías como:

- Arquitectura de información distribuida: Incluye los equipos tecnológicos (Computadoras, ordenadores), equipos que son necesarios para efectuar un control con un grado alto de fiabilidad.
- Redes de comunicación: La adquisición de datos y el intercambio de datos de forma rápida y segura.
- Bases de datos integrados: acceso a la información de forma transparente desde cualquier persona o sistema sujeto a la verificación de autenticación.
- Sistemas de control Autónomos con equipos interoperables.

Las aplicaciones utilizadas para mejorar el sistema de gestión en las empresas eléctricas de distribución deben garantizar el suministro de energía abarcando las funciones relacionadas con los procesos de negocios (Compra de energía a los generadores) y con los procesos de Operación y Mantenimiento de la red eléctrica de distribución, la arquitectura presentada en la norma 61968 “Figura 3.10” recomienda la utilización de sistemas específicos e interfaces con la finalidad de permitir un crecimiento de la infraestructura independientemente de su complejidad o de la extensión, formando modelos de información basados en las normas IEC 61850, IEC61970, IEC 61968 lo cual permite una independencia de la tecnología necesaria para la implementación de nuevas aplicaciones que mejoran los sistemas de gestión.

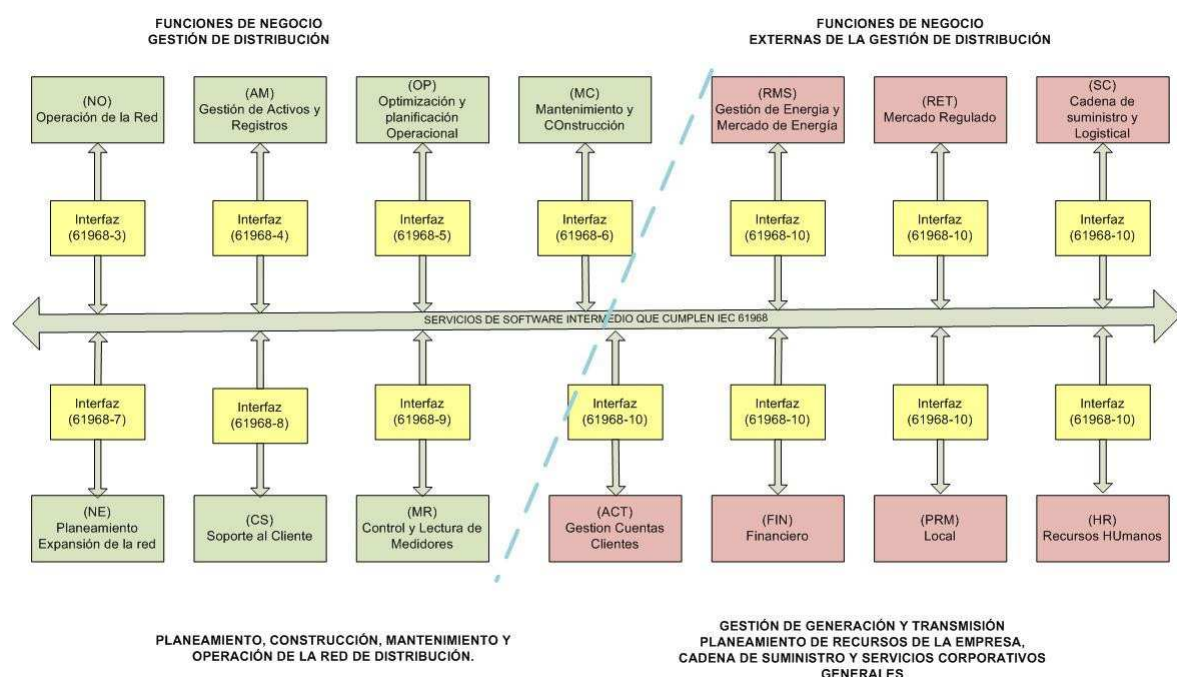


Figura 3. 10 Modelo de Interface Referencial IRM
Fuente: [18] Typical applications mapped to interface reference model.

La norma 61968 toma como referencia el Modelo Referencial de Interface IRM (Interface reference model), sin embargo no limita a un proveedor realizar una aplicación con los componentes abstractos para mejorar la funcionalidad de la aplicación (Ver Anexo 5).

La norma 61968 describe los requisitos de infraestructura necesaria para la integración de los diferentes componentes del sistema de gestión, la funcionalidad debe ser independiente de los componentes, tecnología, el proceso de gestión empieza por identificar la información que cada una de las aplicaciones debe intercambiar y los componentes involucrados esto implica la existencia de un proceso en el intercambio de información.

“Las normas IEC61968, 61970 y 61850 entre otras, responden a una forma normalizada de Gestionar, Supervisar y controlar la red eléctrica para entregar un servicio de calidad; además solucionan los problemas de interoperabilidad de los sistemas, dispositivos y equipos que están conectados a lo largo de la red y que permanentemente están informando sobre el estado de esta”³⁶.

El modelo de Información Común CIM es un modelo que ha sido adoptada oficialmente por la IEC para la industria de energía eléctrica, el objetivo es permitir el intercambio de información para conocer la configuración y el estado de la red eléctrica, la norma IEC 61968 está diseñada para soportar aplicaciones que necesiten intercambiar datos de forma controlada por eventos.

Los requisitos para el intercambio de información en el IRM basado en un modelo de Intercambio de información IEM (Information Exchange Model) se presenta a continuación:

- La información en el IEM debe declararse de manera que el mismo sea accesible (Equipos, sistemas, Operador).
- El IEM deberá mantener las descripciones del contenido, sintaxis y semántica (Metadatos).
- El IEM debe ser comprensible para la maquina e independiente de la plataforma (Linux, Windows).
- La información que se intercambia entre las aplicaciones están definidos en IEM.

³⁶Meer- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.-“Plan maestro de electrificación del ecuador 2012-2021”,pg 316, Enero del 2012

- EL IEM debe ser capaz de contener la información definida en los modelos UML de cada uno de los componentes.

La industria de la energía eléctrica exclusivamente necesita información en tiempo real para operar de forma óptima los sistemas de energía, los datos utilizados para la gestión de los sistemas de distribución provienen de equipos de campo para lo cual la red actual ya no debe entenderse como una red física de elementos conectados (Mecánicamente o Reglas de conectividad) sino como una plataforma tecnológica abarcando los conceptos de automatización de los procesos e interoperabilidad del sistema. Para satisfacer las necesidades solicitadas en la norma IEC 61968 para el IRM se debe realizar un análisis en los diferentes actores que involucran la adquisición de datos como son:

- Seguridad de Equipos.
- Seguridad de Información.
- Tecnologías de Información.

3.2.1 Seguridad de Equipos:

La automatización de un componente del sistema eléctrico de distribución (subestación eléctrica, Generación, transmisión, Distribución) es una fuente potencial de daños para las personas (Electrocución, quemaduras, shock) y para el medio ambiente (desbordamiento de las represas, incendios del material combustible de la planta), motivo por el cual es necesario realizar un análisis (probabilidad de la ocurrencia de los daños y gravedad de los mismos) de cada una de las aplicaciones utilizadas en los DMS para determinar los daños potenciales que podría provocar, su magnitud y las medidas necesarias para la reducción.

El cálculo de la probabilidad de fallo del sistema se lo deberá realizar mediante la utilización de un lazo cerrado en el cual debe componerse de:

- Medición (Tp, Tc).
- Controlador (IED, PLC).
- Actuador (Disyuntor).

La seguridad de las aplicaciones utilizadas en los DMS deben tener una integridad en hardware y software, definiendo la integridad como:

“La probabilidad de que un sistema relacionado con la seguridad realice adecuadamente la totalidad de las funciones de seguridad requeridas bajo todas las circunstancias establecidas y durante el periodo de tiempo especificado”³⁷, la norma IEC 61508 designa un nivel de seguridad al sistema safety Integrity Level (SIL) mediante el cálculo de fallo de cada uno de los componentes en modo de operación PFDavg y modo de demanda de operación continua elevada.

Calculando así la probabilidad de fallo de cada uno de los componentes (PDF), así como también del sistema, dependiendo del nivel PDF calculado se deberá designar un nivel de seguridad al sistema Safety Integrity Level (SIL) ver tabla 3.1.

Nivel safety Integrity level SIL	MODO DEMANDA DE OPERACIÓN PFDavg (1)	MODO DEMANDA DE OPERACIÓN CONTINUA ELEVADA (2)
4	$\geq 10^{-5} \dots < 10^{-4}$	$\geq 10^{-9} - 10^{-8}$
3	$\geq 10^{-4} \dots < 10^{-3}$	$\geq 10^{-8} - 10^{-7}$
2	$\geq 10^{-3} \dots < 10^{-2}$	$\geq 10^{-7} - 10^{-6}$
1	$\geq 10^{-2} \dots < 10^{-1}$	$\geq 10^{-6} - 10^{-5}$

Tabla 3. 1 Niveles de Seguridad SIL.

- (1) PFDavg Probabilidad de fallar la función para la que es diseñada bajo demanda.
- (2) Probabilidad de fallo peligroso por hora.

³⁷ J. C. Ruiz, “Sistemas de seguridad IEC 61850”, SIEMSA CONTROL Y SISTEMAS SA. Pg2.

La evaluación de un sistema es difícil de realizar ya que puede existir errores de hardware, software, errores de manipulación de datos, errores humanos, influencia del medio ambiente (Caída de árboles sobre las líneas de distribución), motivo por el cual la norma IEC 61508 proporciona consejos para disminuir dichos fallos, sin embargo el tema es muy extenso y no es alcance de esta tesis realizar una evaluación de los niveles de seguridad que deben presentar cada uno de las aplicaciones utilizadas en los DMS por lo cual el SIL solo se lo ve como un requisito que deben cumplir los equipos para la implementación del CIM ya que los mismos proporcionan la información al sistema, y el CIM garantiza la sintaxis y la semántica de un dato sin embargo no asegura que la manipulación de datos sea la correcta dentro del sistema ya que esto lo garantiza el diseñador.

3.1.2 Seguridad de la información:

El sistema DMS al ser un sistema crítico se debe realizar un énfasis en la seguridad de la información, las ocurrencias potenciales que afectan la disponibilidad, confidencialidad, integridad, rendimiento de los activos (hardware y software), datos, documentos, acciones que afectan al DMS y son comunes, motivo por el cual se debe realizar un análisis sobre cada uno de los buses de campo utilizado en los DMS, sin embargo en esta tesis solo se lo ve los aspectos generales como un requisito la seguridad de los datos para la implementación del CIM.

La seguridad de la información deberá basarse para cada uno de los protocolos de comunicación utilizados en los DMS, algunas de las normas se las puede aplicar para diferentes protocolos de comunicación, sin embargo hay normas que son específicas para el protocolo de comunicación como se puede apreciar en la tabla 3.2, los objetivos para la seguridad de la información es incluir la identificación de firmas digitales asegurando así la autenticación, prevención, suplantación de seguridad, grados de detección de intrusos.

Estandar IEC de comunicación Estandar IEC de seguridad	TASE.2 /ICCP	IEC 61850	IEC 101 /102/103	IEC 104	DNP3
IEC 62351 -1 Introducción					
IEC 62351 -2 Glosario de terminos					
IEC 62351 -3 TCP perfil	x	x	x	x	x
IEC 62351 -4 MMS perfil	x	x			
IEC 62351 -5 60870-5 derivadas			x	x	x
IEC 62351 -6 IEC 61850 punto punto		x			
IEC 62351 -7 Objetos para red MNMT					

Tabla 3. 2 Niveles de Seguridad de Información.

La norma IEC 62351-3: Proporcional la seguridad para el bus de campo Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet TCP/IP (transmisión Control Protocol / Internet protocol) que especifica el uso de la Seguridad en la capa de transporte TLS (transport Layer Security) que se utiliza para las interacciones seguras en internet, cubriendo la autenticación, confidencialidad e integridad, protegiendo así contra escuchas mediante el cifrado TLS, man-in-the-middle riesgo de seguridad a través de la autenticación de mensajes, verificando la suplantación de identidad (spoofing) a través de certificados de seguridad (autenticación de nodo), y reproducir de nuevo a través de la encriptación TLS. Sin embargo, TLS no protege contra la denegación de servicio. Este ataque a la seguridad debe tener vigilancia en contra a través de medidas específicas de la implementación.

La norma IEC 62351-4: Proporciona seguridad para los perfiles que incluyen la creación de mensajes, trabajando en el bus de campo elemento de servicio de aplicación de telecontrol TASE.2 (Telecontrol Application Service Element 2) y IEC 61850, principalmente configura y valida las medidas de seguridad para la autenticación de los sistemas que interactúan entre sí.

La norma IEC 62351-5 proporciona seguridad para las comunicaciones basadas en 60870-5-104 y DNP3.0 (comunicaciones seriales).

La norma IEC 62351-6 proporciona seguridad para la norma IEC 61850 perfiles no enrutables, protocolo de comunicación que se lo contempla en una red de Área Local LAN (Local Area Network) de la subestación eléctrica, la información transmitida debe estar dentro de los 4ms por lo cual las medidas de seguridad que no afectan las tasas de transmisión no son aceptables, por lo que esta norma proporciona un nivel mínimo de seguridad.

3.1.3 Tecnologías de Información.

Uno de los aspectos fundamentales del diseño de la red de comunicaciones es garantizar la conexión entre equipos, un ancho de banda adecuado, y el retardo mínimo de la información, la implementación de redes confiables debe incluir el uso de componentes redundantes.

Para evitar la saturación de la red de comunicaciones se debe realizar secuencias programadas para el intercambio de información, las secuencias de las funciones describe el proceso que se establecen para el intercambio de información entre las aplicaciones.

En la “Figura 3.2” se presenta el punto de vista de las comunicaciones globales y la arquitectura de información con las capacidades que se requiere para la gestión de la red eléctrica de distribución:

- Transporte de datos, tráfico de datos y conversión de los diferentes protocolos de información.

- Enrutamiento, seguridad de datos y flujo de trabajo.
- Conexión de los servicios de información.
- Contenedores de servicio.

En la figura 3.11 se utiliza el CIM como parte central de la gestión de datos y la coordinación junto con las funciones de interfaz, en lo extremo se muestra la subestación eléctrica es solo un posible punto final de la red de comunicaciones del sistema.

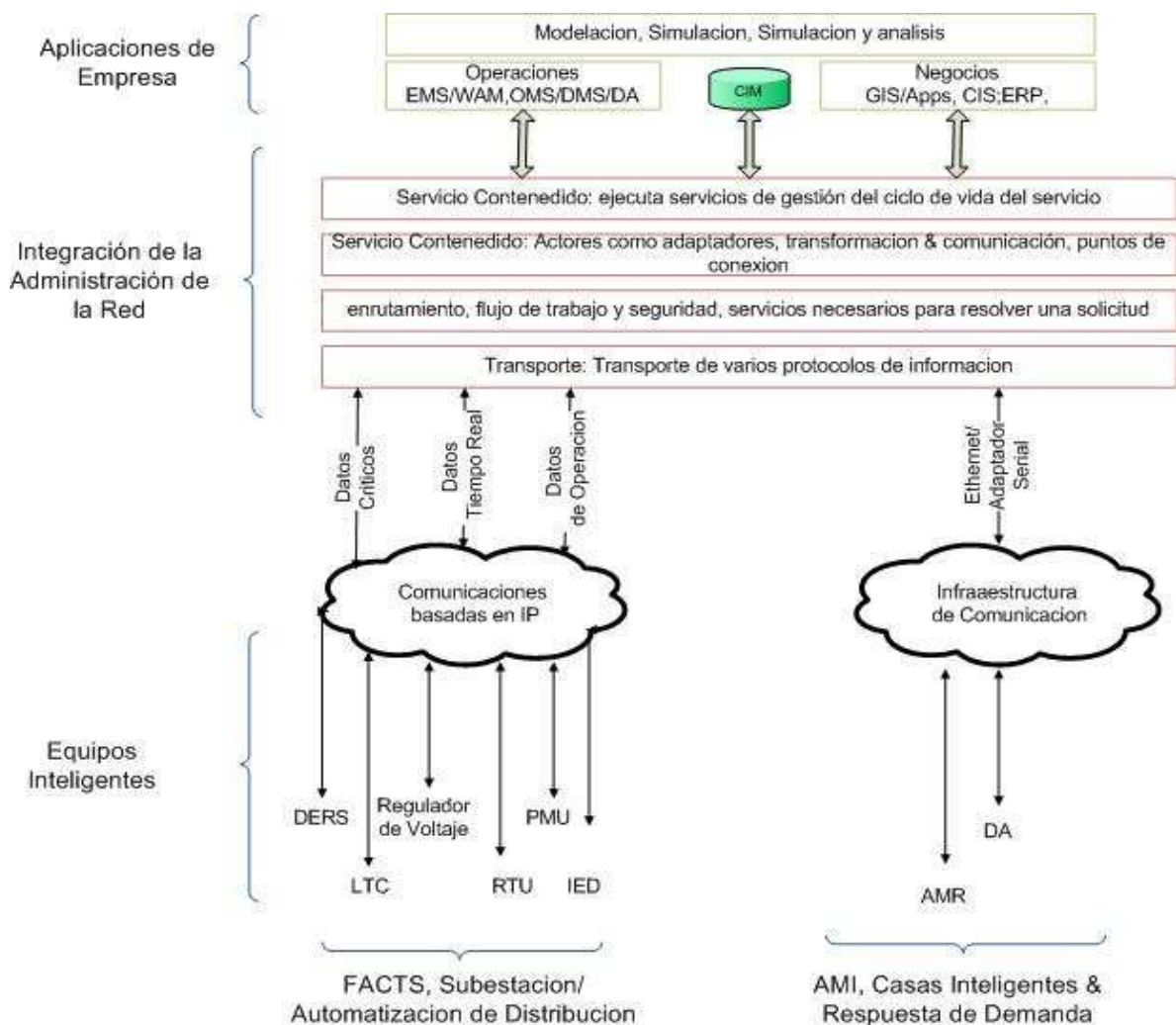


Figura 3. 11 Estándares de Comunicación en el DMS.

Fuente: [11], One model for application integration using a Service Oriented Architecture (SOA) (Courtesy of GE)

3.3 Identificación de Beneficios de la Interoperabilidad de los Sistemas.

Los avances tecnológicos para el desarrollo de los sistemas de gestión de energía DMS, desarrolla requisitos para la capacidad de integrar las comunicaciones con las redes de las aplicaciones y los equipos de campo, el uso de nuevos sistemas así como también los equipos de campo deben hacer el uso de nuevos estándares para que el diseño del sistema sea interoperables, el desarrollo de esta tesis no consiste solo en establecer los detalles de aplicación de una norma, sino la utilización de las normas para la armonización y aplicación disminuyendo los conflictos de cada una de las mismas ya que cada una de las normas fueron creadas de forma independiente para resolver un problema específico esta parte del capítulo identifica los beneficios de la interoperabilidad de los sistemas muchas de las tecnologías más maduras e invitan a los fabricantes a desarrollar, innovar competir en puntos clave para que sus productos se han interoperables, y el despliegue de aplicaciones ..

La adopción de nuevas tecnologías (DMS) da a conocer un nuevo entorno empresarial para las empresas electricas de distribución, viendo como surgimiento una mayor flexibilidad empresarial y aumento en su sistema operativo. Para lograr los objetivos se necesita la optimización de los recursos y talentos existentes en la empresa, uno de los recursos más valiosos en una empresa de energía eléctrica es la accesibilidad a la información en tiempo real (Datos de tiempo real del SEP, Información de la facturación de energía, previsión de carga... etc.).

La interoperabilidad del sistema no solo se asegura con la participación de las empresas eléctricas de distribución involucradas en un DMS, sino que además se necesita la participación de proveedores, centros de investigación, organizaciones de normalización que dan a conocer que la interoperabilidad de los sistemas es una ventaja competitiva en el mercado eléctrico.

La necesidad de la interoperabilidad del sistema nace cuando diferentes sistemas necesitan o comparten la misma información de una misma fuente generalmente requiere una interfaz para poder interpretar la información de la fuente, el GridWise architecture Countil

³⁸ propone un proceso que se debe seguir para realizar la interoperabilidad de los sistemas (Ver figura 3. 12) mediante un marco de trabajo llamado Marco de Ajuste de Interoperabilidad “Interoperability Context Setting framework”, el cual organiza los conceptos y las terminologías utilizadas en la interoperabilidad del sistema.

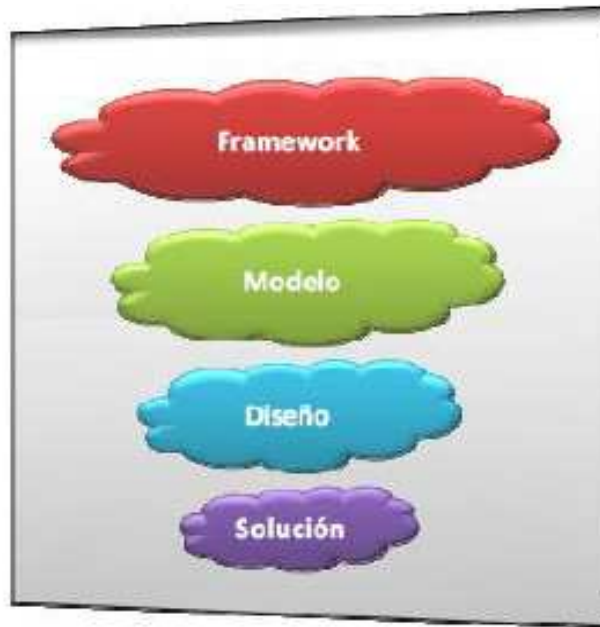


Figura 3. 2 Proceso de Interoperabilidad del sistema.
Fuente: GridWise architecture Countil

- Framework: describe las definiciones macro conceptuales, organización, y aspectos técnicos de la interoperabilidad.
- Modelo: Arquitectura que define un problema específico y se define un análisis de los requerimientos independientemente de la tecnología.
- Diseño: Solución basada en estándares y enfoques técnicos.
- Solución: Diseño de software en particular para el problema.

³⁸ El Consejo de Arquitectura de la Red GWAC (GridWise Architecture Concil): es una empresa que ayuda a identificar las áreas de normalización que permitan niveles significativos para la interoperabilidad del sistema.

El framework ayuda a identificar los problemas específicos de la interoperabilidad, promoviendo acciones encontradas en la integración por lo cual proporciona diferentes capas de jerarquización (Ver figura 3.13), el entendimiento y las acciones realizadas sobre estas capas permitirán alcanzar la interoperabilidad deseada del sistema.

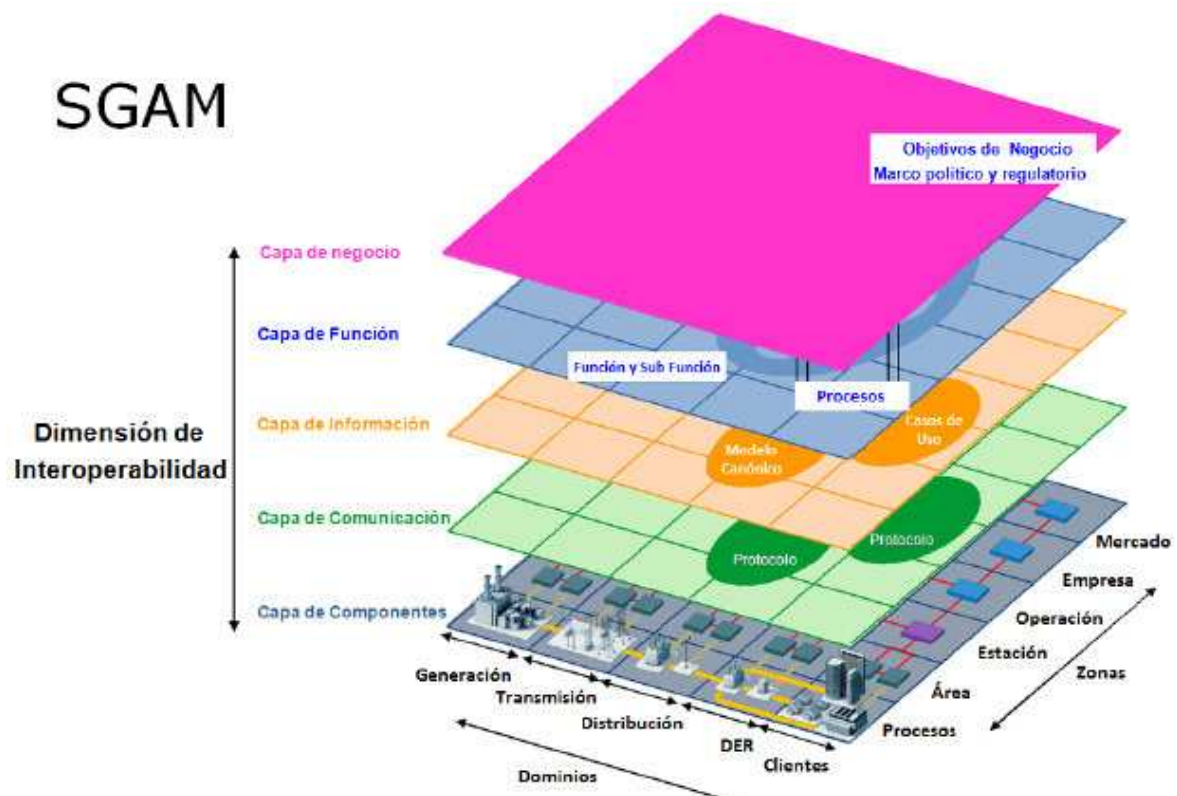


Figura 3. 3 Dimensión de Interoperabilidad del Sistema.
Fuente: GridWise architecture Countil, Framework de Interoperabilidad SGMA

Especificar los datos que la aplicación compartirá y cómo van a compartir (creación de eventos para el intercambio de información), proporciona un lenguaje común (CIM) para el intercambio de información entre aplicaciones, la adopción de un lenguaje común reduce el número de traducciones de software necesarios entre aplicaciones en la tabla 3.3 se muestra algunos problemas actuales de una red eléctrica de distribución y sus consecuencias en la misma.

	Sistemas de Tecnologías actuales	Estado del sistema en tiempo real incompleto	Pocas aplicaciones avanzadas
Problemas de los sistemas actuales	Falta de integración en:	Falta de:	Falta de aplicaciones para:
	Sistema de información al cliente	Información sobre carga de equipos	Localización de fallos
	Sistema de información geográfica	Estado de los contactos de los reguladores de tensión de los conmutadores, baterías de condensadores	Análisis de conmutación de restablecimiento
	Llamadas de queja		Control volt/var
	Gestión de equipos		
	Gestión de pedidos de conmutación	Localización de fallos momentáneos en el sistema	
	AMI	Estado de los recursos distribuidos	Estimación del estado de distribución
	SCADA	Demanda/carga de clientes	
	Gestión de la plantilla móvil		
Gestión del trabajo			
Consecuencias en el desempeño de la Red Eléctrica de distribución.	Procesos de trabajo ineficientes	Utilización ineficiente de equipos	Cortes de suministro más largos
	Datos inexactos y/o redundantes	Dificultad para permitir a los clientes la conexión a la red de los recursos de energía de distribución	Uso ineficiente de las horas de los equipos
	Cortes de suministro más largos		No ofrece oportunidad de reducir la demanda de los clientes mediante control de la tensión en horas pico
	Posible incumplimiento de los procesos de trabajo con posibles problemas de seguridad	Falta de comprensión de las operaciones automáticas en el alimentador	Mayores pérdidas del sistema Más quejas de los clientes por tensión fuera de los márgenes

Tabla 3. 3 Problemas actuales de los sistemas

Fuente: [17], Deficiencias en los centros de operaciones de Distribución actuales para la gestión de redes inteligentes

3.4 Beneficios técnicos y Estratégicos de la adopción de un CIM en un proyecto DMS.

Las aplicaciones que se están implementando tienen una nueva forma de representación de la información (sintaxis y semántica), con esta nueva tecnología de información (Representación según modelos CIM) facilita el acceso de la información del sistema desde cualquier aplicación, integrando los datos de la empresa eléctrica de distribución con mucha mayor facilidad, mejorando así el funcionamiento del sistema, aumentando la fiabilidad del sistema, aumenta la productividad, mejorar las oportunidades de ingresos y la reducción de costos.

3.4.1 Migración de Sistemas

La compatibilidad en el sistema permite a los administradores actualizar o migrar, sus sistemas DMS gradualmente y rápidamente preservando las inversiones de software anteriores, obteniendo ventajas estratégicas mediante la adopción de nuevas tecnologías a medida que las mismas estén disponibles, la implementación del CIM en un proyecto DMS llega a tener los siguientes beneficios:

- Ahorro de costos.
- Mejora de fiabilidad del sistema.
- Mejorar el servicio del Cliente.
- Mayor productividad del personal.
- Flexibilidad para las actualizaciones del sistema, integración de nuevos sistemas.

3.4.2 Ahorro de Costos.

La estandarización de la tecnología en un DMS beneficia una forma más rápida y rentable la implementación del DMS, que implementar soluciones personalizadas para cada empresa de distribución. La obtención de datos reduce los costos de operación y mantenimiento mediante la prevención de fallas en los equipos debido a un mantenimiento preventivo, la compra de equipos se lo puede realizar por medio de una estimación de carga en el sistema, historial de fallos, desgaste de carga real.

3.4.3 Fiabilidad del sistema.

La proporción de datos en tiempo real de los sistemas de energía permite al operador tomar las decisiones operativas con mucha mejor precisión, permitiendo un funcionamiento óptimo de las redes de distribución.

El personal de operaciones al tener un acceso libre a la información puede tomar mejores decisiones en las operaciones, facilitando el acceso a las características del equipo, historial de carga, así como realizar de una forma más eficiente la solución de problemas (Restauración del sistema) basado en la información actualizada y correcta, teniendo la información exacta del flujo de potencia actual del sistema.

3.4.4 Mejora del servicio al cliente.

Los sistemas integrados permiten tener un acceso libre a la información, con el acceso a la información el personal puede proporcionar una respuesta oportuna y confiable a las consultas de los clientes (Restauración del sistema, Cortes de energía, quejas de los clientes, preguntas del cliente... etc.).

3.4.5 Mayor productividad del personal.

El acceso más eficiente a la información hace que se desarrolló mejores métodos en las actividades de planificación (), proporcionando un uso más eficiente del tiempo, muchas de las veces por no tener la información a la mano el personal de planificación recolecta la información desde diferentes partes del sistema (Comercialización, Campo, Operaciones, Manteniendo), siendo este un proceso costoso e ineficiente por la actualización de los diferentes documentos provocando muchas de las veces duplicidad de la información o una información inconsistente entre los departamentos involucrados.

La obtención de datos correctos del sistema nos ayuda hacer más eficientes en puntos específicos.

- Identificación las áreas en las cuales son necesarias nuevas inversiones en transmisión.
- Operación del sistema de transmisión seguro y confiable.
- Capacidad de monitorear las transacciones de energía que fluyen en sus líneas de transmisión.

3.4.6 Flexibilidad del sistema.

La evolución de los sistemas utilizados en la gestión de los sistemas eléctricos de distribución hace que los sistemas deben ser flexibles para poder realizar en un futuro la implementación de nuevos sistemas sin afectar el funcionamiento de los sistemas anteriores, la flexibilidad permite elegir a una compañía que provea una solución específica en software independientemente del producto o la plataforma que opera la aplicación.

La actualización del sistema o mejoras del mismo se lo realiza a nivel nacional, motivo por el cual se reducen los costos de mantenimiento, el desarrollo de aplicaciones que ayudan a mejorar la gestión del sistema de distribución pueden ser diseñada y probada en un lugar específico para luego poder implementarla a nivel nacional o en empresas eléctricas de distribución que tengan un problema semejante.

Respaldo por parte del personal ya que muchas personas conocen las características del mismo sistema (Arquitectura, Comunicaciones) y no dependen específicamente de un profesional o experto definido para la solución de problemas del DMS.

CAPITULO 4

PRINCIPIOS OPERATIVOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y USO DEL CIM- IEC 61968.

La situación actual de los sistemas existentes en las empresas eléctricas de distribución nos facilita saber las futuras complicaciones que se tendría a la hora de realizar una interoperabilidad entre sistemas, así como también dar a conocer cuáles son las empresas eléctricas deben fortalecer sus procesos de gestión para mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica en su área de servicio, conocer la situación actual nos ayuda a tener una visión de forma general para plantear los requisitos mínimos que el sistema debe cumplir evaluado desde diferentes perspectivas, dando a conocer así una arquitectura que satisfaga las necesidades de las empresas eléctricas de distribución.

4.1 Requisitos mínimos del Modelo de Información Común para los sistemas eléctricos de Distribución.

Las aplicaciones utilizados (SCADA, CIS,IVR,AVL,) por las empresas eléctricas de distribución actuales satisfacen necesidades internas (comunicación y control), sin embargo esto no significa que cubren todas sus necesidades empresariales (Gestión, Mantenimiento, Operación, Recaudación), muchos de los sistemas actuales han ampliado su funcionabilidad para cubrir control de elementos (Reconectores, interruptores, conmutadores de condensador, atención al cliente, calidad de servicio).

El desarrollo de la tecnología, expansión de los sistemas eléctricos, cambio de entorno empresarial , social y la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, hace que muchos países opten por la modernización de sus sistemas eléctricos de distribución con la visión de implementar sistemas que ayudan a mejorar el suministro de energía aprovechando los recursos económicos y materiales de una manera eficiente, cada una de las partes que forman parte de la red eléctrica (Mercado Energético, Generación,

Distribución, Transmisión) debe estar bajo un estándar para facilitar la integración de los sistemas, la Comisión Reguladora de Energía Federal FERC recomienda la utilización de las normas IEC para asegurar la interoperabilidad de los sistemas como se puede apreciar en la “figura 4.1”, tomando en cuenta que cada norma tiene un alcance específico sobre uno de los componentes de la red:

- IEC 61970 e IEC 61968 Creación de un modelo de información común (CIM) para el intercambio de datos entre dispositivos y redes. (Transmisión 61970, Distribución 61968).
- IEC 61850 Automatización de subestaciones y estandarización de la comunicación en un formato común para realizar la interoperabilidad del sistema.
- IEC 60870-6 o IEC TASE 2.0 ICCP Protocolo de Comunicación Entre Centros de Control (Inter-Control Center Communications Protocol), (Telecontrol Application Service Element 2), facilita el intercambio de información entre centros de control.
- IEC 62351 Seguridad cibernética de los protocolos de comunicación definidos en la norma IEC.

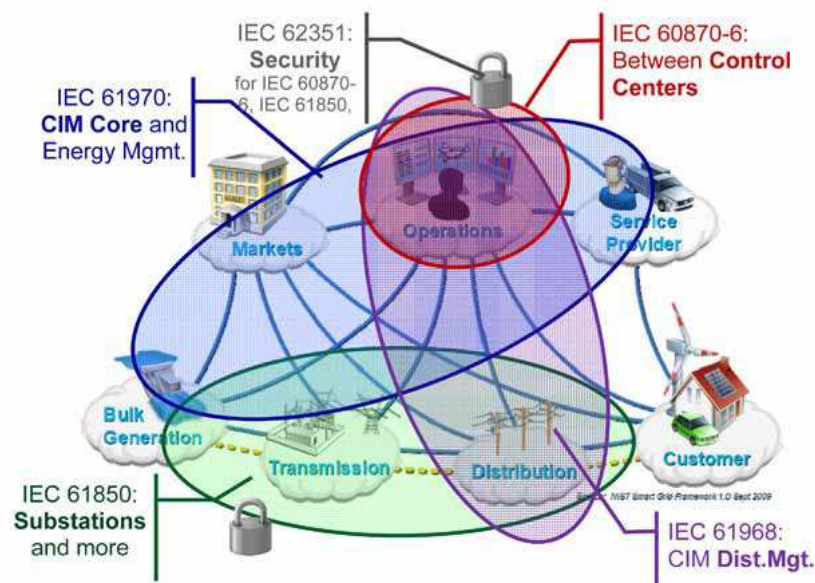


Figura 4. 1 Estándares Recomendados para asegurar la interoperabilidad.

Fuente: [5], Standards that Have Been Recommended to FERC by NIST and Their Domains.

La adquisición de datos al ser un eje fundamental en la toma de decisiones de los sistemas eléctricos de potencia se debe asegurar que la información llegue al sistema en el momento oportuno y preciso, para garantizar la interoperabilidad entre los sistemas utilizados en el DMS cada uno de los actores que intervienen en la adquisición, procesamiento y transporte de datos, debe cumplir requisitos mínimos en los ámbitos de (Los ítems citados forman parte del capítulo 3):

- Seguridad de equipos.
- Seguridad de información.
- Buses de campo.
- Tecnologías de información.

4.1.1 Requisitos en la Seguridad de Equipos.

Los componentes que conforman el hardware y el software del sistema SCADA deberá tener una disponibilidad y confiabilidad que superen el 99.95%³⁹ al ser la aplicación que asegura el control del sistemas eléctrico de potencia, las funciones del sistema SCADA que no afecten el funcionamiento del sistema eléctrico (Generación y modificación de bases de datos, Generación, modificación de pantallas o reportes, soporte de desarrollo de software, simulador de entrenamiento) no forman parte de las funciones críticas del sistema SCADA.

Los dispositivos (Servidores, Equipos de Campo), aplicaciones que forman parte del sistema DMS y que no forman parte del sistema crítico del DMS (QADS, OTS) deberán tener una disponibilidad no menor al 98%⁴⁰.

Los servidores deberán tener una capacidad de almacenamiento modular expandible, para evitar en un futuro el remplazo total del equipo.

³⁹ NOTA 1: Dato tomado de especificaciones SCADA/OMS-MWM/DMS, MEER, pg 3-3

⁴⁰ NOTA 2: Dato tomado de especificaciones SCADA/OMS-MWM/DMS, MEER, pg 3-6

La integración de Recursos de Energía Distribuida DER (Distributed Energy Resources) aumenta la confiabilidad del sistema sin embargo la integración de estos sistemas se lo debe realizar de tal manera que no impacte (cargabilidad al sistema eléctrico de distribución) la estabilidad del sistema eléctrico de distribución y mejore de manera significativa, por lo que la integración del Der se deberá verificar el correcto funcionamiento del sistema de transferencia (verificación del control desde el SCADA local y Control desde el SCADA del DER), el voltaje de suministro del DER cumpla con los requisitos de niveles de voltaje y frecuencia del sistema eléctrico de distribución.

El sistema debe presentar la cantidad necesarias de conexiones físicas (switches, routers) para soportar la comunicación entre aplicaciones, equipos, satisfaciendo así la demanda de nodos de la red de comunicación.

4.1.2 Requisitos en la seguridad de la Información.

Los buses de campo basados en el Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet TCP/IP (transmission Control Protocol / Internet protocol) deberá cumplir los requerimientos del protocolo de seguridad de la norma IEC 62351-3.

Los buses de campo basados en TASE.2 (Telecontrol Application Service Element 2) y IEC 61850 deberán cumplir los requerimientos del protocolo de seguridad de la norma 62351-5.

La validación de autenticación de las aplicaciones deberá cumplir los requerimientos de seguridad de la norma IEC 62351-4.

Las comunicaciones seriales (IEC 60870-5-104 y DNP3.0) deberá cumplir los requerimientos del protocolo de seguridad IEC 62351-5.

4.1.3 Requisitos de los buses de Campo.

La capacidad de la transmisión de los datos va a estar limitada por el medio de comunicación que se utilice por lo cual se recomienda que para la comunicación sea:

- Comunicación entre los sistemas DER y DMS basados en la IEC 61850-7-420.
- Comunicación entre Centros de Control basados en la norma IEC 60870-6 ICCP/TASE.2
- Comunicación entre sistemas SCADA y Subestación eléctrica basados en las normas IEC 60870-5-102; IEEE 1815 (DNP3).
- Comunicación entre el SOA y el sistema del mercado eléctrico basado en la norma IEC 62325.

La topología de red utilizada para la comunicación entre los Centros de control será una red en anillo en la cual cada sistema tiene una conexión de entrada y salida hacia el siguiente centro de control, mediante la utilización del concepto Testigo (toquen) de la red en anillo se evitara perdidas de información o colisiones.

La topología de red utilizada para la comunicación entre las subestaciones y los componentes locales (Equipos, IED, PLC,) será mediante una topología estrella, donde todos los componentes de los sistemas se comunican hacia un punto central.

Los buses de campo no deberán sobrepasar la capacidad de transporte de datos recomendado del fabricante evitando así la colisión de datos, retrasos en el envío de información, además se deberá dar prioridad a los datos (Alarma, estado, Operación).

Las tecnologías de información utilizadas en los DMS deben intercambiar la información entre sistemas de una forma eficiente y rápida por lo cual en la arquitectura presentada debe haber la menor cantidad de convertidores de información (modbus- profibus).

4.1.4 Requisitos de las Tecnologías de la Información.

La presencia de alarmas o eventos en el sistema eléctrico de distribución deberá desplegar una ventana interactiva para la visualización en el sistema SCADA y tener un registro de la solución automática de la solución dada a la alarma o evento.

La adquisición de datos y el procesamiento de la información es de vital importancia a la hora de tomar decisiones, motivo por el cual se deberá cumplir con las exigencias de los tiempos de ejecución establecidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER, para mayor información ver tabla 4.1:

Función	Tiempo de Máximo de ejecución	
	Condiciones Normales	Alta actividad
Adquisición de datos	1s	1.5s
Respuesta del Operador	1s	1s
Visualización información de cuadrillas eventos o llamadas	2s	2s
Ubicación de un elemento en la red y su información asociada	2s	2s

Tabla 4. 1 Tiempo máximo de ejecución de datos
Fuente: [25], Tiempo Máximo de ejecución.

Las aplicaciones deberán tener métodos necesarios (Algoritmos) para la verificar que la información ingresada al sistema cumple con los requerimientos establecidos en la Tabla 4.1, tomando en cuenta el tiempo de ejecución de cada uno de los componentes del sistema (hardware y software).

La representación de los datos se los deberá realizar mediante la implementación del CIM permitiendo así el ingreso del dato una sola vez al sistema y teniendo acceso al dato cualquier sistema que lo amerite para su proceso, el modelo CIM permite la creación de extensiones para aquellos datos que no tengan un modelo CIM en las diferentes normas estipuladas en el IEC como:

- IEC 61850 Representación de datos para subestaciones eléctricas
- IEC 61968 Representación del CIM para sistemas DMS.
- IEC 61870 Representación del CIM para sistemas OMS.
- IEC 62325 Representación CIM para transacciones del Mercado eléctrico (CME)

Las empresas eléctricas de distribución al no tener una visión del intercambio de información entre sistemas, implementaron sistemas con tecnología reciente en una representación de datos determinada (multispeak) para lo cual para asegurar la interoperabilidad con las normas IEC se necesita de la realización de un interface Genérico GID (Generic Interface Definition), el GID permite que un sistema nuevo o existente se integre al sistema de una forma eficiente por lo cual el GID será evaluado en los siguientes puntos para evitar la caída de todo el sistema:

- Acceso a datos genéricos GDA (Generic Data Acces).
- Acceso de datos a alta velocidad HSDA (High Speed Data Access):
- Generación de eventos y suscripción GES (Generic Eventing and Subscription)
- Tiempo de acceso a datos TSDA (Time Series Data Access)

La respuesta de las solicitudes se medirán desde el momento en que el usuario define la solicitud hasta el momento que finaliza la acción solicitada, la finalización de la acción deberá ser documentada en el DMS.

El sistema deberá dar a conocer el STATUS de la solicitud en la que se encuentre (aceptada, cerrada, proceso, eliminada).

Las bases de datos al formar parte de las tecnologías de la información deberán soportar el formato CIM/XML para el almacenamiento de la información.

Las acciones tomadas por el operador que afecten la funcionalidad del sistema eléctrico deberán ser registrado como un evento, para tener así una mayor trazabilidad de la información cumpliendo con los requisitos siguientes:

- Identificación de usuario.
- Hora y fecha de acción
- Problema identificado.
- Acción realizada
- Condiciones iniciales y finales del ítem cambiado.
- Identificación del ip de la maquina

Se deberá realizar que el interfaz Gráfica del Usuario GUI (Graphical User Interface) que sean amigables y fácil de manipular (Ingreso de datos) para el operador.

Los sistemas scadas actuales de las empresas eléctricas de distribución que no soporten el CIM deberán funcionar normalmente hasta que los mismos se han remplazados por sistemas actuales.

Se deberá realizar una actualización de los unifilares de los sistema de distribución (equipos eléctricos Generadores, subestaciones, transformadores, reactores condensadores, líneas) para tener así una información actualizada del sistema.

Los elementos indicados en las pantallas de interface GUI deben satisfacer una norma específica IEC.

Se deberá presentar con código de colores la representación de un equipo si está saturado y sus estados operacionales (límites de razonabilidad)

- Verde (Operación Normal)
- Rojo (Equipo Saturado)
- Amarillo (Equipo con estado de alarma).
- Equipo desconectado de la red.
- Color según el nivel de voltaje.

Según el perfil del usuario deberá tener restricciones al acceso de la información como: condiciones de acceso solo lectura, lectura y escritura, por medio de un perfil asignado al usuario.

Los parámetros de los valores eléctricos mostrados en el GUI, deberán ser estandarizados como se muestra en la tabla 4.2.

Parámetro	Unidad
Voltaje	kV
Potencia Real	kW
Potencia Aparente	KVA
Potencia Reactiva	kVAR
Corriente Eléctrica	A

Tabla 4. 2 Estandarización de Unidades.

El procesamiento de los datos deberán ser tomados de una forma redundante para asegurar el valor del dato obtenido es el correcto.

El intercambio de información debe pasar las pruebas de interoperabilidad definidos en la EPRI.

La representación de la información de los equipos, nombre del equipo deberá tener un mínimo de caracteres alfanuméricos (16 min), y de otros atributos (6) tensión 4, las solicitudes de información con una exceso de longitud de las características el sistema rechazara la respuesta.

Se deberá proveer un sistema que verifique la información CIM de los equipos que pueden ser modificados por archivos maliciosos ingresados al sistema o datos modificados por personas ajenas al sistema.

Se deberá realizar una metodología para la estandarización de equipos, evitando así la duplicidad de los datos en el sistema y asegurando el envío de datos en el momento preciso y oportuno.

Se debe deshabilitar la puerta posterior (back door) de los equipos para evitar que terceras personas no autorizadas ingresen al sistema e modifiquen la información de equipos.

El intercambio de mensajes para desactivar un equipo en campo (Transformadores con intercambiadores de taps LTC, conmutadores, relés, equipos de maniobra), o ejecutar alguna acción sobre un equipo determinado deberá realizarse una secuencia

- Seleccionar
- Chequear
- Ejecutar.

Si no se sigue la secuencia indicada el proceso se generara como error y generara una alarma al usuario, adicional el intercambio de información se deberá cancelar automáticamente si el usuario desde el centro de control no ejecuta una acción en un tiempo determinado (20seg).

La comunicación con el equipo de campo será de prioridad para garantizar el suministro de energía eléctrica sobre la adquisición de datos, los controles no éxitos se deberán poner en un estado de alarma y verificar el motivo por el cual no se ejecutó el trabajo (Problemas de comunicaciones, problemas del equipo).

La ejecución de tareas en los DMS están organizados por medio de procesos, el inicio o la finalización de un proceso puede ser activado o desactivado periódicamente por los acontecimientos en el sistema eléctrico de potencia o por decisión del operador, la ejecución de los ciclos deben estar definidos de tal manera para evitar la colisión de datos, retraso de datos al servidor, congestionamiento en la red de comunicaciones (Exceso de la capacidad de transporte de datos), en la tabla 4.3 se muestra los ciclos representativo en el DMS para realizar un control coordinado y optimización en la red de comunicaciones en la ejecución de procesos, clasificando los datos que se necesita en dos divisiones los mayores de 2 segundos que son datos en estado normal de funcionamiento que no afectan el funcionamiento del DMS , y los datos de menos de 2 segundos que son datos(medición, estado, operación) prioritarios para el DMS (Datos de la subestación eléctrica) los cuales son necesarias para la visualización el estado de la red, realizar los análisis de datos de forma local, influencia en la toma de decisiones y eventos que necesiten una repuesta inmediata de parte del operador.

	Tiempo de Ciclo	Característica del Ciclo
1	Mayor a 1H	• Asegurar la suficiencia de los recursos (mercados, previsión, programación, etc.)
		• Identificar los cuellos de botella del sistema
2	5-minutos	La fiabilidad del sistema, la eficiencia, y el cálculo de los parámetros de control y los límites de las próximas 5 minutos
		• Estimación de carga (para 10-20 min siguientes)
		• Historial de alertas del sistema
3	1-minuto	• El mantenimiento de la eficiencia y la fiabilidad de acuerdo con los parámetros de control identificadas por el 5-min. Ciclo.
		• Validar y la adaptación de los resultados de la 5-min. Ciclo de uso de los modelos más detallados / reciente de la 1-min. Ciclo.
4	2-segundos	• Controles de lazo cerrado continuo tradicionales (AGC, etc.)
		• Adaptación de los parámetros de control y límites de operación del sistema de ciclos más rápidos
5	1-segundo	Recopilación de datos / validación para el uso de área de control o de interconexión:
		Los datos pueden ser desde el ciclo de 10 mseg (PMU).
		• El control de transitorios prolongados: o Los controles avanzados continuos lazo cerrado (control de la tensión secundaria, etc.) • La adaptación parámetros de control y límites de operación del sistema de ciclos más rápidos
6	100-milisegundo	Reconocer y reaccionar a las inestabilidades del sistema inminentes. Incluye la ejecución de:
		• Regímenes especiales de protección inteligente (ISP) basados en modelos adaptativos o criterios identificados por ciclos más lentos
		• Se proponen acciones como guiado por los parámetros determinados en los ciclos más lentos.
7	10-milisegundos	Ciclo primario de protección inteligente e ISPs más rápido (desconexión de carga, el rechazo de generación, la separación del sistema)

Tabla 4. 3 Ejecución de Ciclos
Fuente: [12], Ciclos de ejecución

4.2 Características de las Aplicaciones Existentes y Aplicaciones a Implementarse en el Sistema Integrado Regional (SIR) de Operación de distribución.

Uno de los ejes estratégicos para el desarrollo de las sociedades y alcanzar unos de los objetivos establecidos en el plan nacional del buen vivir es el suministro de energía eléctrica, motivo por el cual el gobierno está comprometido en el fortalecimiento de las redes de distribución para ayudar en el proceso de desarrollo y fortalecimiento de las sociedades.

El sistema de las redes de distribución eléctrica en algunas de las empresas eléctricas de distribución ha sido rezagado y débil en uno de los procesos (Recaudación, Mantenimiento, Operación, Expansión) afectando directamente al consumidor con el suministro de energía (Costo de la energía no suministrada), las empresas eléctricas de distribución deben garantizar el suministro de energía de forma permanente en su área de concesión mediante un trabajo planificado y permanente.

El mal manejo de los recursos económicos, materiales, humanos y la falta de ejecución de proyectos que fortalezcan los procesos de gestión han llevado a algunas empresas eléctricas de distribución a tener balances con saldos negativos, servicio deficiente, pérdidas comerciales elevadas, capacidad técnica limitada (Planes de expansión, fortalecimientos de procesos) llevando a algunas empresas eléctricas a una etapa de recesión, para mejorar la cadena de suministro de energía eléctrica de estas empresa eléctricas se requiere fortalecer: los procesos de gestión o realizar toda una reestructuración en todos sus procesos (Comercial, Operación y Mantenimiento).

Los procesos eficientes en las empresas eléctricas de distribución, han demostrado que la utilización de sistemas tecnológicos ayudan a la gestión de la empresa eléctrica de distribución (Comercial, Operativa, Mantenimiento, Recaudación, técnica, empresarial), garantizando el suministro de energía eléctrica y manteniendo los niveles de calidad establecidos en la resolución del CONELEC 004/10, la inexistencia de sistemas tecnológicas obligan a las empresas eléctricas de distribución a planificar inversiones en sistemas tecnológicos.

Los indicadores ayudan a dar una visión general de la empresa eléctrica de distribución dando la posibilidad de evaluar y comparar el estado actual ayudando a establecer estrategias para enfrentar de forma sistemática y organizada los problemas en cada empresa eléctrica de distribución en la tabla 4.4 se muestra la evaluación realizada a las empresas eléctricas de distribución por parte del MEER, “Para cada uno de los índices, se han dado una puntuaciones, de mayor a medir, de 1 a 20, excepto para el tema de infraestructura en el que la puntuación fue de 1 a 3, basada en el soporte tecnológico existente en las distribuidoras; entendiéndose que 1 punto corresponde a las empresa que no disponen de ningún tipo de soporte, y 3 puntos a las distribuidoras que tienen implementado sistemas SCADA, GIS y software adicional. De ahí que la puntuación más alta es 83 puntos”⁴¹

DISTRIBUIDORA	PÉRDIDAS	COBERTURA	RECAUDACIÓN	CALIDAD DE SERVICIO	INFRAESTRUCTURA	TOTAL
CNEL-Los Ríos	● 2	● 1	● 3	● 3	✗ 1	10
CNEL-Sucumbios	● 4	● 2	● 5	● 2	✗ 1	14
CNEL-Manabí	● 1	● 5	● 4	● 4	! 2	16
CNEL-Esmeraldas	● 5	● 3	● 2	▲ 9	✗ 1	20
CNEL-Bolívar	▲ 10	▲ 8	● 1	● 19	✗ 1	39
CNEL-EI Oro	● 7	● 16	● 6	● 7	✓ 3	39
CNEL-Milagro	● 3	● 17	! 11	● 6	! 2	39
CNEL-Guayas Los Ríos	● 6	● 14	! 10	▲ 11	! 2	43
CNEL-Sto. Domingo	▲ 12	● 4	✓ 19	● 5	✓ 3	43
CNEL-Sta. Elena	▲ 9	▲ 13	! 8	▲ 13	✗ 1	44
E.E. Norte	● 14	▲ 12	! 9	▲ 8	! 2	45
E.E. Sur	▲ 13	● 6	✗ 7	● 16	✓ 3	45
E.E. Galápagos	● 17	● 20	✓ 14	● 1	! 2	54
E.E. Riobamba	▲ 11	● 15	✓ 16	▲ 10	! 2	54
E.E. Ambato	● 16	▲ 9	✓ 15	● 14	✓ 3	57
E.E. Cotopaxi	● 15	▲ 10	! 12	● 20	✓ 3	60
Eléctrica de Guayaquil	▲ 8	▲ 11	✓ 20	● 18	✓ 3	60
E.E. Centro Sur	● 19	● 7	✓ 17	● 15	✓ 3	61
E.E. Azogues	● 20	● 19	! 13	▲ 12	! 2	66
E.E. Quito*	● 18	● 18	✓ 18	● 17	✓ 3	74

Tabla 4. 4 Evaluación de Empresas eléctricas de distribución.
Fuente: [26], índices por distribuidora.

Las diferencias en las empresas eléctricas de distribución (Área de concesión, Numero de clientes, Software, hardware) y la ineficiencia de algunas empresas en sus sistemas de gestión han orientado en buscar acciones específicas en los problemas como:

⁴¹ Meer- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.-“Plan maestro de electrificación del ecuador 2012-2021”, Pg 308, Enero del 2012

- Pérdidas de energía.
- Cobertura.
- Recaudación.
- Calidad de Servicio.
- Infraestructura.

Al tener una visión general de las empresas eléctricas de distribución (eficientes, ineficientes) se propone la homologación de los procesos en las empresas eficientes y realizar objetivos tangibles e intangibles a corto mediano y largo plazo (ver fig 4.2.), como se puede observar en la fig 4.3 la implementación de nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos de distribución como: SCADA, Sistema de información de clientes (SIC), Sistema de Información Geográfica (GIS), Sistemas de Análisis Técnicos (SAT), Sistemas en tiempo Real (SCADA), Sistemas de administración de interrupciones, sistemas de medición (AMI), sistemas de entrenamiento (OTS), ayudan a fortalecer las practicas actuales de algunas empresas y mejorar el desempeño de la gestión del sistema de distribución mediante la implementación secuencial de las aplicaciones, observando como la implementación de un modelo de gestión estándar minimiza las perdidas, mejora la calidad de servicio, mejora la infraestructura de distribución (Operación y Mantenimiento) logrando así los objetivos y metas planteadas por las empresas eléctricas de distribución



Figura 4. 2 Implementación de Sistemas.

Fuente: [26], Visión Global de mejora de los sistemas de distribución.

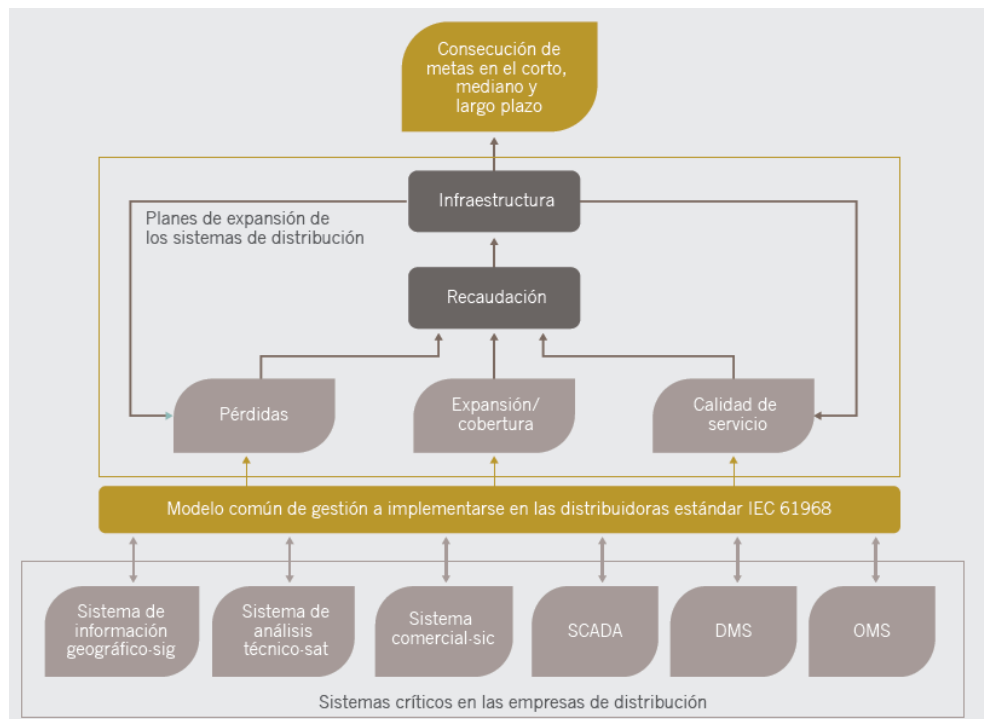


Figura 4. 3 Alcance del Modelo de Gestión.

Fuente: [26], Plan de Expansión de Distribución interrelacionado con el Modelo de Gestión (SIGDE).

Una de las propuestas para enfrentar la problemática en la distribución es la realización de proyectos como:

- Plan de mejoramiento del sistema de distribución PMD
- Sistema Integrado para la gestión de la Distribución (SIGDE):
- Plan de Reducción de pérdidas (PLANREP)
- Plan de energización Rural y Electrificación Urbano Marginal (FERUM)

El alcance de esta tesis solo se centra en el proyecto SIGDE.

4.2.1 Características Aplicaciones Existentes de las Empresas eléctricas de distribución.

Las empresas eléctricas de distribución se apoyaron en tecnologías de la información TIC con la finalidad de mejorar su sistema de gestión, solucionando problemas específicos de

cada departamento (Operación & Mantenimiento, Recaudación, Comercialización), apoyándose en sistemas como:

4.2.1.1 SCADA Supervisión, Control y Adquisición de los Datos (Supervisory Control And Data Acquisition).

Supervisión Control y Adquisición de datos (SCADA): Sistema que integra los equipos automatizados en las subestaciones, centros de generación, para obtener datos (Estado de la red de distribución) en tiempo real y ser un sistema de apoyo al centro de control en la toma de decisiones de la red, el sistema ayuda en el centro de control a:

- Mostrar información del estado de la red actual (estado de los dispositivos de campo, medidas de Voltaje, Corriente, factor de Potencia, Potencia Activa, Potencia Reactiva) de una forma continua y confiable.
- Almacenar información de sistema eléctrico de distribución, para realizar un análisis.
- Ayuda en la toma de decisiones (aumentar generación, disminuir generación, alertar al operador de cambios anormales de la red, abrir o cerrar interruptores) para mantener el suministro de energía eléctrica dentro de los rangos establecidos.

4.2.1.2 Sistema de Información geográfica GIS (Geografic Information Systems).

Sistema de Información geográfica GIS (Geografic Information Systems), es una aplicación que almacena, recolecta, transforma datos, recupera datos, permitiendo al usuario la fácil localización del equipo por medio de la información geo referenciada y asociada a un territorio, o mapas de un sistema en específico.

4.2.1.3 Manejo de llamadas interactivas IVR (Call Handling for End).

El sistema IVR es un sistema que mediante la utilización de una respuesta vocal interactiva ofrece de manera automática distintos servicio al usuario, orientado a entregar, capturar información (quejas, solicitudes) de forma automática a través del teléfono, permitiendo el acceso a la información y las operaciones del sistema las 24 h.

4.2.1.4 localización automática de vehículos AVL.

Es un sistema que mediante la utilización de dispositivos GPS ubica de forma inmediata a un vehículo, para así reducir los tiempos en el envío de grupos de trabajo (Cuadrillas) cuando hay una contingencia en el sistema eléctrico de potencia.

4.2.1.5 Sistema de Información de clientes CIS

El problema relacionado con las altas pérdidas de energía y el bajo nivel de recaudación es la problemática que tienen algunas empresas de distribución, para mejorar el sistema de comercialización se debe realizar un mejoramiento en el sistema de facturación, aumentar el sistema de control, mejorar las comunicaciones interna y externa de la empresas. Una de las estrategias para alcanzar las mejoras en los sistemas de recaudación es adoptar los procesos de las empresas que han demostrado ser más eficientes en estos procesos, reforzar su sistema de gestión, mejorar sus procedimientos, estandarizar la información para así tener un sustento en la toma de decisiones.

Los sistema que han demostrado ser eficientes en el proceso de recaudación son los sistema SICO, SIDECOM presentes en las empresas eléctricas de distribución centro sur y Quito siendo los más representativos respectivamente, el sistema de información Comercial (CIS) es un sistema que proporciona (facturas, despacho de servicios), administra la toda la información relacionada con el cliente.

Los sistemas SCADA, IVR, GIS, AVL, CIS, Sistemas de Apoyo de O&M son un apoyo para la gestión del sistema eléctrico, pero también crearon islas de información al no tener una estandarización para representar datos y fueron creando la necesidad de utilización de muchos convertidores para realizar una interoperabilidad en el sistema (ver Ec 4.1), en la tabla 4.5 se muestra las características de los sistemas utilizados por las empresas eléctricas de distribución.

$$\text{Interfaces necesarias} = N*(N-1) \qquad \text{Ec (4.1)}$$

N Número de sistemas a integrar

Empresa Eléctrica de Distribución	Características	Empresa Eléctrica de Distribución Centro SUR (Cuenca)	Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA)	Empresa Eléctrica Guayaquil CATEG	Empresa Eléctrica Quito (EEQSA)	Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (EEASA)	Empresa Eléctrica Azogues	Empresa Eléctrica CNEL Guayas los Ríos
	Clientes	311	160	550	870	218,311	31	273
	Área de concesión (Km2)	28.962	22.721		15.000	41.000	1,187	10,511
	Porcentaje territorio	11,3	8,3		5,85	15,19	0,5	4
	Participación en el MEEE	7.6	4,1		22	5,3	0,8	6,9
	Potencia Instalada	261 MVA	110 MVA		2125 MVA	145 MVA	27 MVA	283 MVA
	Demanda	150 MW	51 MW		663,57 MW	90 MW	16,35 MW	239 MW
GIS Sistema de Información Geográfica	Nombre	ArcGIS + ArcFM		G Technology	GIS	SID	ArcGIS + ArcFM	
	Versión	9.3.1		9.3.3	V 2000	V 3.5	9.3.1	
	Fabricante	ESR+Telvent		Intergraph	AutoDesk + Desarrollo Propio	AutoDesk +Desarrollo Propio	ESRI + Telvent	
	Sistema Operativo	Windows Server		Windows Server	AIX	HP UX	Windows Server	
	Base de Datos	Oracle 11g		Oracle 9i	Oracle V. 9.2	ORACLE 11G	Oracle 11g	
	Modelo de Información	MultiSpeak		Propio	Propio	Propio	MultiSpeak	
	Soporte de CIM	No		No	No	No	No	

Continúa Tabla.

SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de los Datos)	Nombre	SHERPA	Power Link Advantage		SHERPA	SHERPA		MOSCAD
	Versión	5.2	4		5.2	4.4		ETERNET
	Fabricante	ELIOP	General Electric		ELIOP	ELIOP		
	Sistema Operativo	TRU64 UNIX 5.1B	Windows Xp/2003		Solaris 10	TRU64 UNIX		
	Base de Datos	Oracle V.9.2	Mssql		Oracle V9.2	ORACLE 8.0		
	Protocolo de Comunicación	IEC870-5-101; DNP 3.0; ICCP; IEC61850	DNP3.0; ICCP		IEC 870-5-101, IEC 870-5-104, DNP3.0, ICCP, IEC 61850	IEC 870-5-101, GESTEL		
CIS Sistema de Información de Clientes	Nombre	SICO	SISCOM	SIIEQ Comercial	SIIEQ Comercial	SISCOM	SICO	
	Versión	N/A	2,1	NA	(NA)	3.0	(NA)	
	Fabricante	Desarrollo Propio	Mixto	Desarrollo Propio	Desarrollo propio	Desarrollo propio	Desarrollo propio	
	Sistema Operativo	AIX	OS400	AIX	AIX	HP UX	AIX	
	Base de Datos	DB2	DB2	Oracle V.10g	Oracle V. 9.2	ORACLE 10G	DB2	
	Modelo de Información	-	-	-				
	Soporte de CIM	No	No	No	No	NO	No	
IVR (Sistema de llamadas y reclamos de clientes)	Nombre	EERCSBPMS	IVR	Elastix	Qmaster – QIVR	GENESYS		
	Versión	5.1.0.0.4201	NA	1.3.2				
	Fabricante	AVAYA	Desarrollo Propio	Palosanto	La Competencia	SIEMENS		
	Sistema Operativo	Linux Enterprise	Linux	Linux X64	Windows XP SP2	WINDOWS SERVER 2003		
	Base de Datos	PostGresql	DB2	Oracle y MySQL		SQL SERVER		
	Protocolo de Comunicación	TCP/IP	V.34	TCP/IP; SIP; IAX; RTP		TCP/IP		
AVL (Sistema de Ubicación de Vehículos)	Nombre	ControlCar Plus		Vcontrol	SLV	RDS		
	Versión	V. 2		V. 1.0		V. 1		
	Fabricante	SYSNAV		Desarrollo Propio	Fix Equipment	FASNOTEQ S.A		
	Sistema Operativo	Windows XP SP2		Windows Server		LINUX CENTOS 5.0		
	Base de Datos	PROPIO		SQL Server 2005	PROP*	MY SQL		
	Protocolo	GPRS, GPS		Socket UDP		GPRS		

Tabla 4. 5 Sistemas Actuales de las empresas eléctricas de distribución

Fuente: [35], Situación Actual

4.2.2 Características de las Aplicaciones a implementarse en el Proyecto SIGDE.

Las tendencias tecnológicas para gestionar y optimizar los recursos (Materiales, Económicos, Humanos) para el suministro de energía eléctrica se centra en la implementación de aplicaciones con el propósito de mejorar la confiabilidad y calidad de energía mediante la adquisición de datos en tiempo real para realizar su posterior análisis, *“El proyecto SIGDE es un sistema integrado para la gestión de la distribución eléctrica, se centra en la mejora sistemática de la gestión técnica, comercial y financiera de las empresas de distribución”*⁴². El proyecto SIGDE tiene como finalidad fortalecer los procedimientos utilizados en los sistemas de gestión de las empresas, aprovechando las mejores prácticas internas de las empresas eléctricas de distribución y normativas internacionales (IEC 61968), la innovación de tecnologías de información es importante para el sistema de gestión por lo cual se propone los siguientes sistemas:

4.3.2.1 SCADA.

Las características del SCADA local de representar datos como

- Adquisición de datos.
- Procesamiento de datos.
- Secuencia de eventos.
- Supervisión y control de dispositivos.
- Visualización y manejo de alarmas.
- Almacenamiento de datos locales.
- Reportes.
- Graficas de tendencias.

⁴² Meer- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.-“Plan maestro de electrificación del ecuador 2012-2021”, Pg 335, Enero del 2012

4.3.2.2 Sistema de aseguramiento de calidad y desarrollo de programas QADS.

El QADS es una aplicación la cual mediante la utilización de la base de datos creada por el SCADA, datos obtenidos en tiempo real, el QADS prueba o desarrolla nuevas aplicaciones sin que el mismo disturbe o altere el sistema eléctrico de potencia mientras la aplicación este en fase de prueba o fase de desarrollo.

4.3.2.3 Infraestructura de medición avanzada AMI (Advanced Metering infrastructure)

La ubicación de dispositivos de medición en puntos estratégicos en la red eléctrica de distribución proporciona información oportuna referente al consumo de energía entre empresas de distribución y consumidores, integrando en la red tecnologías (telecomunicaciones, informática, control y medición), para desarrollar una infraestructura de medición avanzada (AMI).

“En el país actualmente existen 100000 equipos con tecnología AMI instalados, principalmente en el sector residencial y comercial, en las empresas EEPG EP, EMELNORTE, y CNEL EP. Los dispositivos utilizados son de las marcas ELSTER, GETRILLANT, ITRON y LANDIS+GYR, por lo que el sistema debe contemplar la estructura operacional necesaria para la gestión de dispositivos con diferentes especificaciones técnicas”⁴³.

4.3.2.4 Sistema De Análisis Técnico SAT ()

Sistema de análisis técnico (SAT), es un sistema que proporciona modelos matemáticos el cual ayudan a realizar un flujo óptimo de potencia, estudios de optimización, estudios de evaluación y planificación de las redes de distribución, para lo cual es necesario que este implementado el SIG.

⁴³ Meer- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.-“Términos de Referencia MDM”, pg 10, Enero 2013.

4.3.2.5 Gestión de Datos de medidas MDM (Meter Data Management).

Con el fin de mejorar los sistemas de la gestión comercial en las empresas eléctricas de distribución es necesario optimizar los procesos de gestión administrativa como los procesos de lectura, este sistema realiza el almacenamiento y gestión de los datos almacenados por los equipos de medición (incluyendo la infraestructura AMI y AMR

4.3.2.6 Sistema de entrenamiento de Personal OTS (Operator Training System).

Es un sistema que facilita el entrenamiento de los nuevos operadores del sistema eléctrico de potencia simulando un ambiente semejante al del centro del control, preparando las cesiones necesarias para simular eventos normales de la red y situaciones anormales de la red, facilitando al instructor la creación de eventos en el sistema para un mejor entrenamiento así como también evaluar el desempeño del nuevo operador del sistema de manera online.

4.3 Esquema del modelo CIM-IEC 61968 para los sistemas eléctricos de distribución.

La arquitectura debe presentar la integración de los sistemas informáticos, sistemas SCADA, Sistemas EMS, Sistemas DMS así como también sistemas de entrenamiento y mejoramiento o desarrollo de nuevos sistemas abarcando así toda la topología del sistema eléctrico de potencia.

4.3.1 Arquitectura de Centros de Control.

El diseño de la arquitectura presenta características como modular, flexible, expansible para satisfacer las necesidades de los sistemas eléctricos es necesario realizar un análisis en las tecnologías utilizadas en el DMS como:

- Tecnologías de información y comunicación.
- Sistemas autónomos con sistemas interoperables.
- Organización funcional.
- Visualización
- Seguridad de la información
- Mensajería de datos.

Sin embargo el alcance de esta tesis restringe solo a la mensajería de datos entre sistemas.

4.3.1.1 Arquitectura de centro de Control Nacional.

El diseño de la arquitectura debe ser autónomo por lo cual debe permitir la solución en uno de sus procesos o varios de los mismos de una forma local, se debe realizar una organización jerárquica virtual (Local, Zonal y regional), para así realizar una prevención contra los apagones a gran escala o la caída del sistema es cascada que puede ser agravada por la falta de coordinación entre los sistemas y acciones locales erróneas, por lo cual no se recomienda que la arquitectura presente un sistema centralizado ya que en tales condiciones el sistema no respondería de una forma correcta, como se puede observar en el grafico fig 4.4

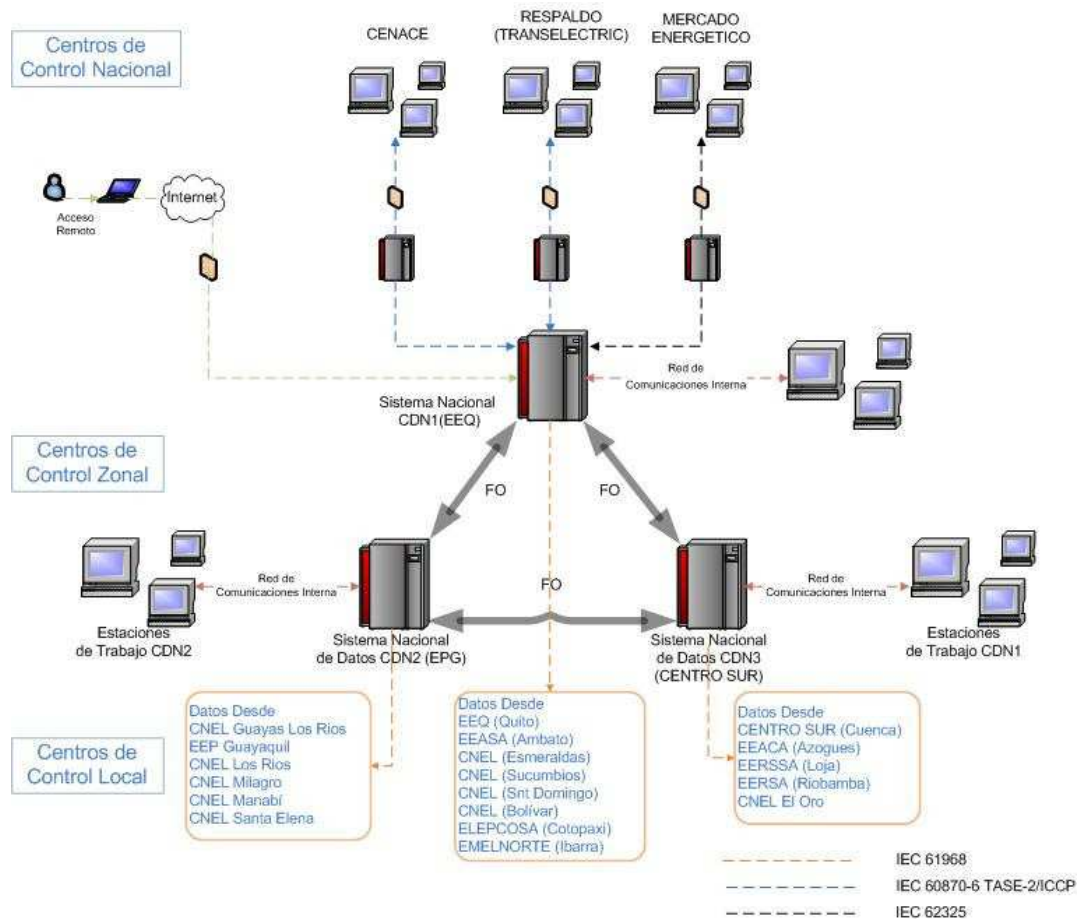


Figura 4. 4 Arquitectura de los Centros de Control
Elaborado por: David Manobanda.

4.3.1.2 Arquitectura de Centro de Control Zonal.

En la fig 4.5 se visualiza la conformación del sistema de control zonal para los centros de datos nacional CDN1 y CDN2, cada uno de los centro de control cuentan con sistemas como: SCADA, OMS, DMS, CIS, MWM, DERS, GIS, el CND3 tiene 2 sistemas adicionales al CND1 y CDN2 el QADS y ATS, cada una de los CND tendrá un área de responsabilidad ver tabla 4.6.

Distribución de centros de Control				
Región	ITEM	Centro de control local	Centro de Control Zonal	Centro de Control Nacional
REGION NORTE	1	EEQ	CDN1 (EEQ)	CENACE
	2	Ambato		
	3	CNEL Esmeraldas		
	4	CNEL Sucumbíos		
	5	CNEL Santo Domingo		
	6	CNEL Bolívar		
	7	Cotopaxi		
	8	EMELNORTE		
RESUMEN REGION OESTE	1	CNEL Guayas Los Ríos	CDN2 (EPG)	
	2	EEP Guayaquil		
	3	CNEL Los Ríos		
	4	CNEL Milagro		
	5	CNEL Manabí		
	6	CNEL Santa Elena		
RESUMEN REGION SUR	1	Centrosur y Azogues	CDN3 (CENTRO SUR)	
	3	EERSSA		
	4	Riobamba		
	5	CNEL El Oro		
INSULAR	1	Galápagos		

Tabla 4. 6 Distribución de los Centros de Control
Fuente: [25], Distribución de áreas de responsabilidad.

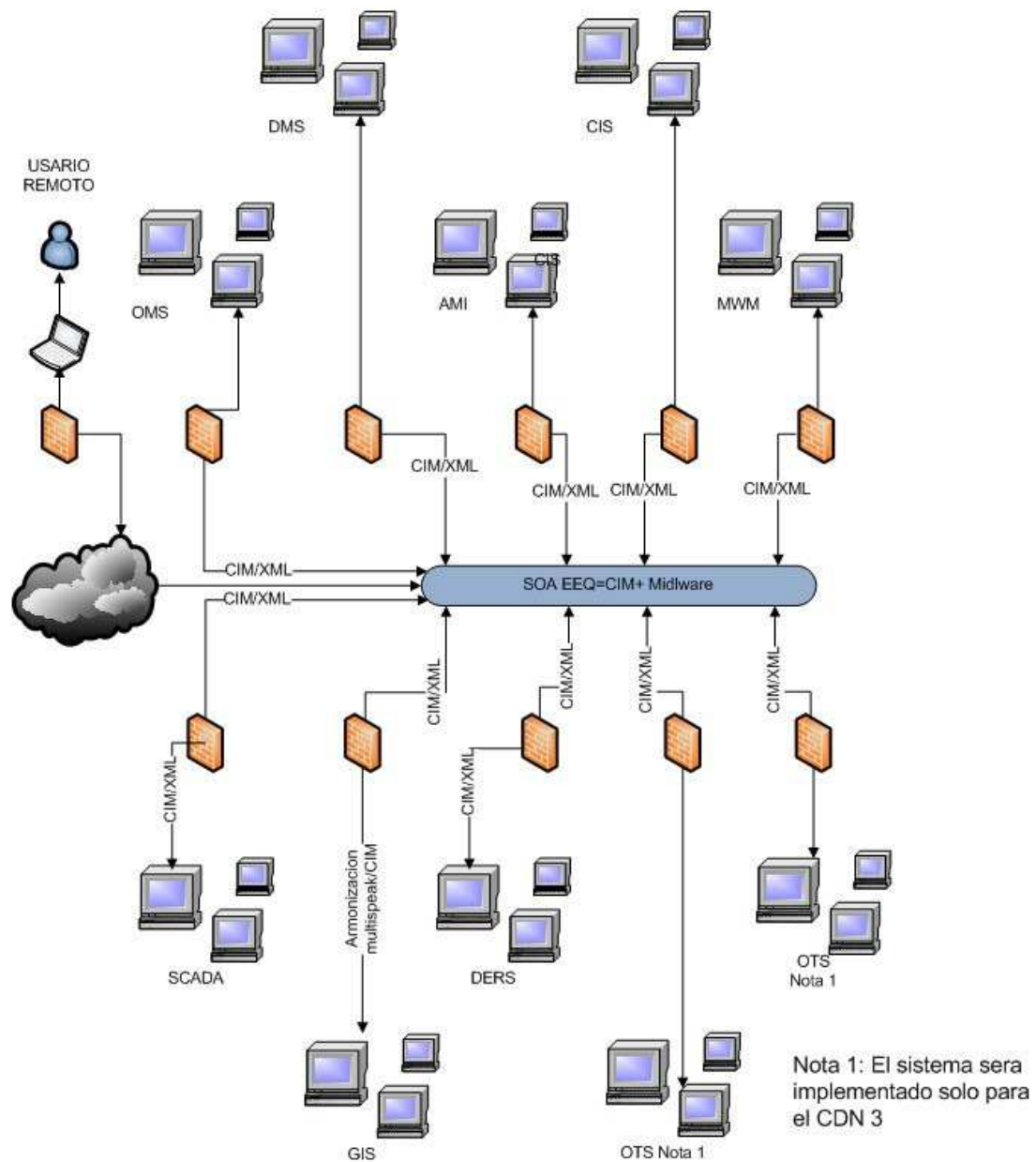


Figura 4. 5 Arquitectura de Centros Zonal
Elaborado por: David Manobanda.

4.3.1.3 Arquitectura de Centro de Control Local.

Los centros de control para las áreas locales conformadas por cada una de las empresas eléctricas distribución cuentan con sistemas como: SCADA, OMS, DMS, CIS, MWM, DERS, GIS para mejorar la gestión del sistema de distribución en su área de concesión ver figura 4.6

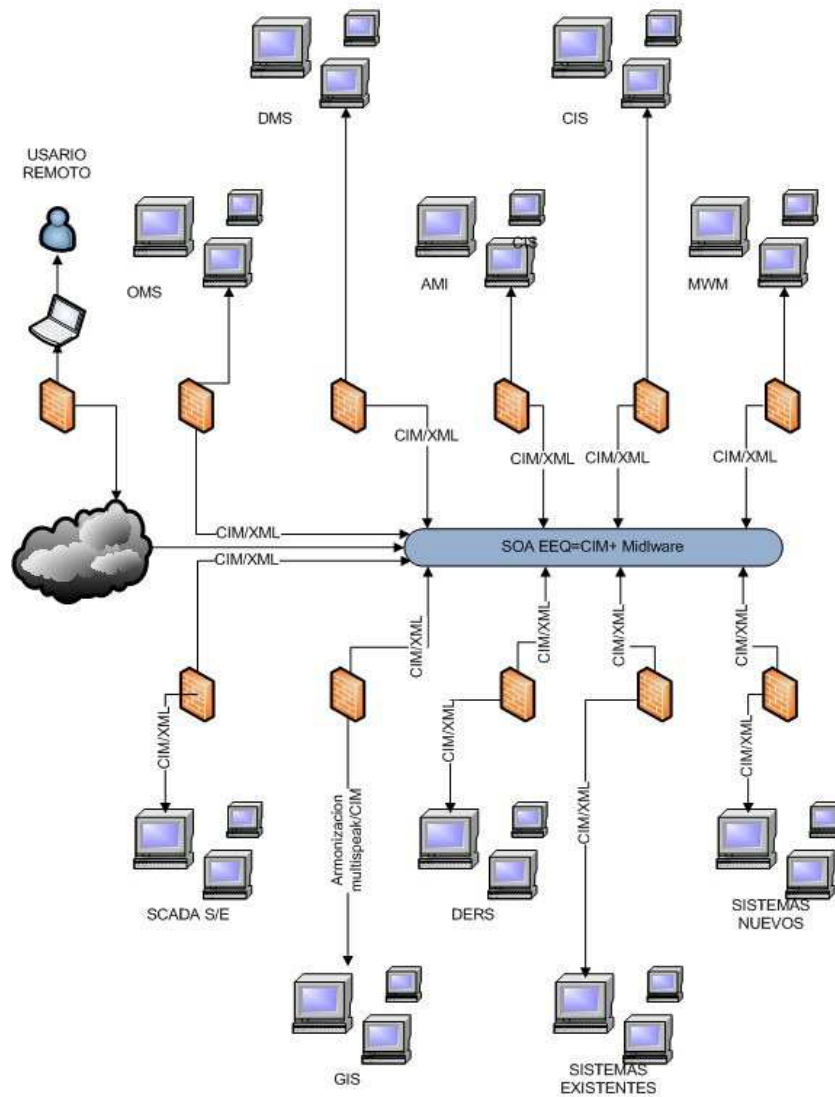


Figura 4. 6 Arquitectura de Centros de control Local.
Elaborado por: David Manobanda.

4.3.1.4 Arquitectura de Control de Subestación Eléctrica.

La subestación eléctrica al ser un sistema que va a estar adquiriendo de una forma constante los datos desde los equipos de campo (equipos de medición y control) debe presentar una arquitectura redundante y además convertidor de la 61850 a 61968 para garantizar la interoperabilidad de los sistemas (ver figura 4.7).

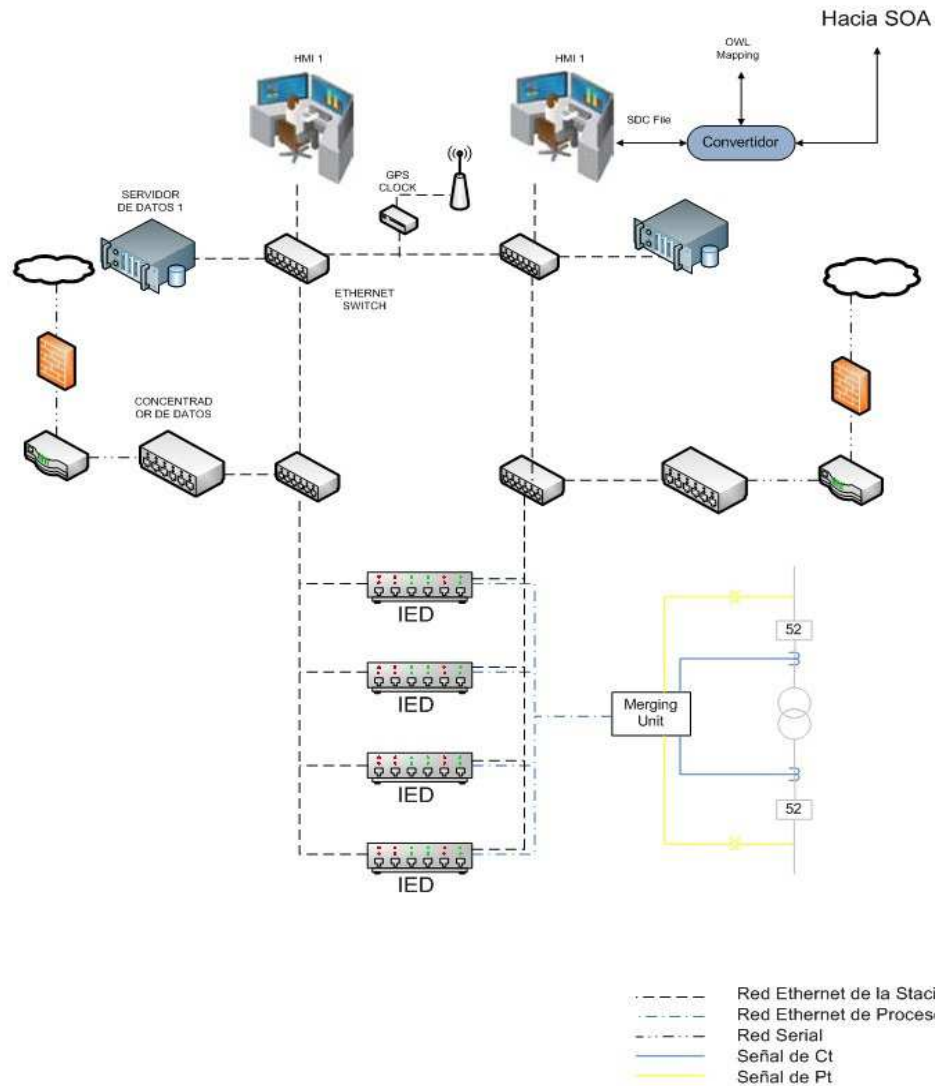


Figura 4. 7 Arquitectura de SCADA subestación Eléctrica
Elaborado por: David Manobanda.

4.3.1.5 Arquitectura de Centros de Control DERS.

La integración de sistemas de generación distribuida (ver figura 4.8) al sistema eléctrico de distribución aumenta la confiabilidad del sistemas sin embargo la misma debe presentar una interoperabilidad con el sistema local para garantizar que el DER no va a afectar la calidad de suministro de energía eléctrica o afectar el correcto funcionamiento del sistema de distribución (Saturación de las líneas de distribución).

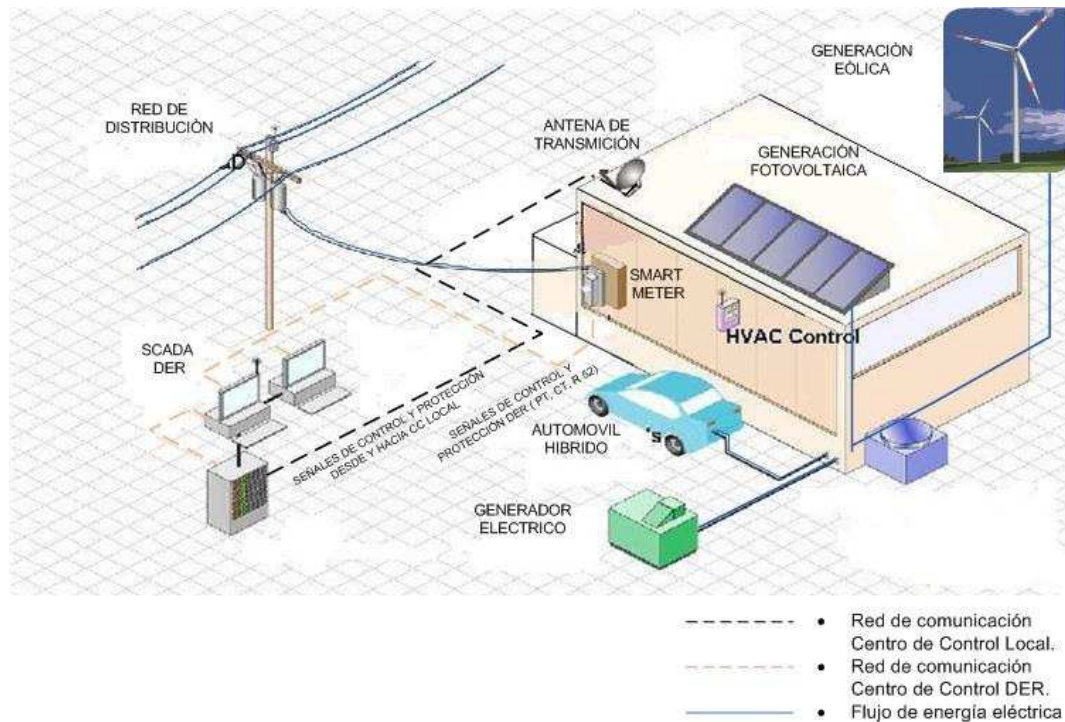


Figura 4. 8 Arquitectura de SCADA de un sistema DER.
Elaborado por: David Manobanda.

4.3.2 Características de Las Arquitecturas de los Centros de Control.

La arquitectura presentada para los SEP se los define por medio de la utilización de cuatro capas:

- Equipo y sistema de interfaz.
- Interfaz de Aplicación (EMS; DMS; CIS, GIS,AMI)
- Interfaz SCADA
- Armonización de datos.

4.3.2.1 Equipo y sistema de interfaz.

Aquí se definen los sistemas de comunicación para la adquisición de los datos, equipos de control de campo, sistemas de control de distancia, servidores en campo, el cliente, servidor puede estar conectado por medio de los diferentes tipos de comunicación según sea el caso disponible, el análisis del tráfico de datos (velocidad de bits, capas de enlace, restricciones).

La topología en este punto puede ser jerárquica, gestionando así las interacciones con campo, teniendo configuraciones como

- Punto punto.
- Multipunto.
- Malla jerárquicas.
- WAN
- LAN.
- Nodos
- Intermedios que actúen como routers.
- Puertas de datos.
- Concentradores de datos.

Los protocolos de interacción y comunicación están definidos en el gráfico mediante comunicaciones:

- Cliente servidor.
- Entre clientes.
- Clientes servidores.

4.3.2.2 Interfaz de Aplicación.

Se encuentran sistemas utilizados por las empresas eléctricas de distribución ver fig 4.5, actuando los sistemas entre sí como iguales (modelo cliente servidor), donde cada sistema puede cumplir las funciones de un cliente o un servidor, o la creación mediante modelos (solicitud de intercambio de información) asociados con el contenido del mensaje (especificaciones norma IEC 61968, IEC 61970). En este caso el sistema actúa como un cliente en relación al equipo y las interfaces del sistema, que a su vez actúa como servidor en la interfaz de otras aplicaciones.

4.3.2.3 Interfaz SCADA.

Las aplicaciones SCADA dan a conocer los datos en tiempo real y el control del dispositivo, definidos en cada uno de los estándares (IEC61068, IEC 61970, IEC 61850) describiendo así la necesidad del SCADA de armonizar los datos mediante la utilización del CIM. Realizando mediante la utilización de:

- Procesamiento de los datos (SCADA e interfaces) internamente mediante la utilización de los estándares existentes.
- Resolver las diferencias de transformación de datos (IEC 61850 IEC 61970).
- Transformación de datos mediante la utilización de puertas de enlace (Gateway) o adaptadores.

En la figura 4.6 se muestran las interfaces que se necesitan para la integración de una subestación eléctrica basada en la norma IEC 60870, los datos recibidos a través del SCADA o enlaces desde otros centros de control, SCADA maestro de una subestación eléctrica será mediante IEC60870 (TASE.2), el adaptador con el CIM 61970.

4.3.2.4 Armonización de datos.

La armonización de datos se propone en la arquitectura GID.

4.3.3 Arquitectura del GID.

La utilización de conversores en la arquitectura es con la finalidad de armonizar los datos, para realizar una sola representación de información que recibirá el SCADA o el SOA, eliminando la necesidad de la utilización de los adaptadores daría lugar a una arquitectura perfecta y una nueva visión. Sin embargo la existencia de sistemas con otros tipos de datos hacen que los esfuerzos se han limitado, la utilización de conversores para la armonización de datos se puede ver en ver figura 4.9.

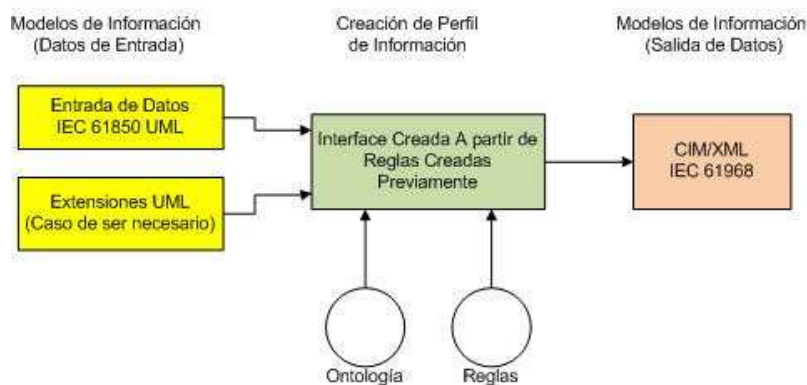


Figura 4. 9a Armonización de Datos (SCL/CIM 61968).
Elaborado por: David Manobanda.

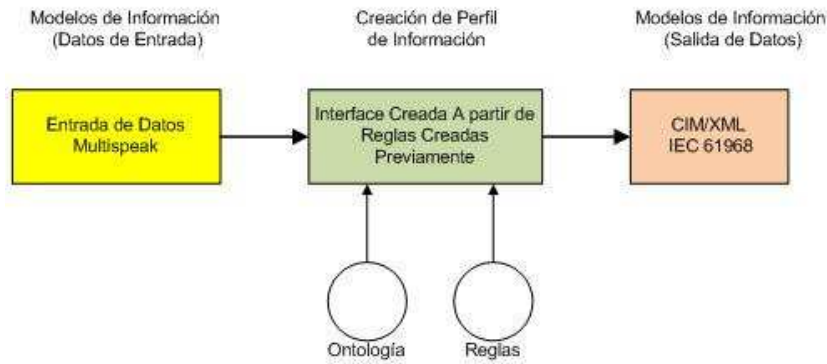


Figura 4. 10b Armonización de Datos (Multispeak/CIM 61968).
Elaborado por: David Manobanda.

La creación del interface GID debe estar definida mediante las siguientes normas

- EC 61970-402 – Common Services
- IEC 61970-403 – Generic Data Access (GDA) Acceso de datos genéricos (solicitud o respuesta) a estructuras de datos complejos (XML).
- IEC 61970-404 – High Speed Data Access (HSDA) Acceso de datos de alta velocidad (solicitud o respuesta) a estructura de datos simples.
- IEC 61970-405 – Generic Eventing and Subscription (GES) Generación de eventos y suscripción Capacidad de acceder o crear alarmas en el sistema.
- IEC 61970-407 – Time Series Data Access (TSDA) Tiempo de acceso de datos Capacidad de acceder a información histórica y datos de medición.

4.3.4 Interconexión con los centros de control.

El enlace con los centros de control (ver figura 4. 4) se los realiza mediante la aplicación de las normas 60870-6-503, 702, y 802, sin embargo la representación de los datos no está armonizada con la representación CIM, el intercambio de información entre centros de control se lo realiza por medio de metadatos, una versión XML del CIM basándose en las clases CIM y sus atributos.

Dado que los archivos transferidos están en formato XML, se puede utilizar cualquier protocolo para el transporte de datos (FTP, TCP/IP, servicios web GUD usando SOAP).

4.4 Características Técnicas Operativas de los equipos para implementarse en el CIM

Las pruebas de interoperabilidad en los equipos se deberá tener una visión general de los equipos a lo largo de su ciclo de vida útil en

- Planificación (Las nuevas implementaciones de comunicaciones deberá basarse en una red estandarizada, ya que los sistemas de comunicación juegan un papel importante para la difusión de la información).
- Configuración (El intercambio de información del nuevo equipo deberá ser mediante CIM/XML)
- Puesta en marcha (Intercambio de información en formato CIM mediante una forma manual para realización de la simulación mediante la utilización de casos definidos, construyendo un modelo requerido para la simulación incluyendo casos de prueba, criterios de evaluación, rendimiento del sistema) .
- Operación.
- Gestión de activos (El sistema deberá proporcionar información de forma automática del estado actual del equipo para poder realizar los mantenimientos correspondientes de cada uno de los equipos)

4.4.1 Pruebas de Interoperabilidad.

Las pruebas que desarrolla la EPRI para validar el CIM utilizados en los sistemas de Gestión de distribución es el apropiado y cumple con las normativas de la norma IEC

EL DMS deberá basarse en una arquitectura abierta, basados en estándares y en mejores prácticas de algunas empresas de distribución (EEQ, EEcentro SUR), proporcionando así una base para las aplicaciones existentes y una inversión de tecnología para las aplicaciones futuras a implementarse en la red eléctrica de distribución a medida que las mismas se han investigadas, desarrolladas e implementadas en el DMS.

Las pruebas de interoperabilidad facilitan la participación de los diferentes sistemas (SCADA, CIS, MDM) implementados en el DMS, los cuales utilizan un lenguaje común, demostrando y validando que la interpretación de la información mediante la

utilización del CIM de los sistemas es el mismo que el CIM fuente verificando así la utilización de la norma en el modelo DMS implementado.

El conjunto de pruebas de interoperabilidad de intercambio de datos entre sistemas abarca los siguientes puntos:

- Intercambio del modelo CIM de la red eléctrica.
- Importación de los modelos CIM para la realización de soluciones de flujo de potencia.
- Intercambio de actualizaciones incrementales.
- Intercambio de datos de medición.
- Intercambio de datos equivalentes.
- Intercambio de datos regionales.

Los objetivos de las pruebas de interoperabilidad son:

- Demostrar la interoperabilidad entre los sistemas basados en el estándar CIM, y aplicaciones desarrolladas por terceros (Comercialización Quito, EE electros sur).
- Verificar el cumplimiento de los modelos CIM descritos en las normas.
- Demostrar que el sistema DMS realiza el utiliza el CIM mediante el esquema RDF y representación XML para el intercambio de datos.
- Demostrar la valides del CIM mediante la utilización de los CIM descritos en las normas.
- Demostrar que la validación del CIM se lo realiza mediante un archivo definido en el cual contiene datos válidos y no válidos.

Modelo de intercambio usando el CIM/XML para importación y exportación de datos.

La prueba no requiere capacidades especiales de interfaces utilizadas en el sistema, solo la capacidad de importar y escribir un archivo CIM/XML como se puede apreciar en el grafico fig 4.10, se realizan tres tipos de transferencia de datos correspondientes a los siguientes casos:

- Transferencia del modelo SEP completo.
- Actualizaciones incrementales del SEP.
- Pruebas de solución de flujo de potencia.

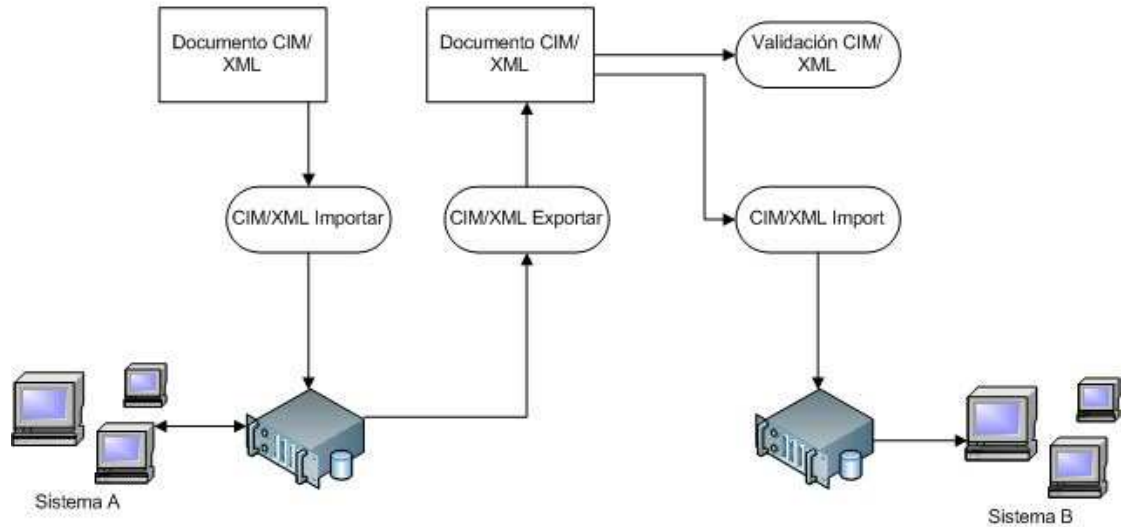


Figura 4.11 Pruebas de Interoperabilidad
Fuente: [1] CIM XML Interoperability Test Process Steps.

4.4.2 Características Técnicas.

Las Bases de datos deben estar preparadas para soportar el almacenamiento e indexado de datos XML, ya que la mayoría de bases de datos relacionales no hacen fácil el almacenamiento y recuperación de archivos en formato XML.

Los sistemas SCADA de cada una de las empresas eléctricas de distribución requerirán sistemas computacionales en tiempo real, grados de tolerancia a fallos y alta disponibilidad.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 Conclusiones.

- EL objetivo general propuesto en este tema de investigación fue alcanzado parcialmente, ya que para el cumplimiento total implica realizar un análisis de los requerimientos computacionales (Velocidad de Procesamiento de Datos, Memoria RAM), sin embargo los requisitos mínimos para el intercambio de información fueron analizados desde los parámetros involucrados en la seguridad de datos, seguridad de equipos, tecnología y buses de campo presentando así una arquitectura que permite la interoperabilidad en el sistema de una forma eficiente.
- La implementación de sistemas de Gestión de Distribución (DMS) en las empresas eléctricas de distribución son de gran beneficio a la hora de realizar la gestión del sistema eléctrico, sin embargo el alto costo de los sistemas podrían ser un obstáculo para la implementación, motivo por el cual la arquitectura de este trabajo de investigación presenta un intercambio de información de forma homogénea, estandarizada entre las empresas de distribución para que así el sistema no sufra cambios de forma significativos en los próximos años y sea una forma rentable de recuperar la inversión independiente de los avances tecnológicos para administrar las redes de distribución de energía eléctrica.
- La modernización de las aplicaciones utilizadas en los sistemas actuales de gestión a un modelo de información común presentado en la IEC, no solo implica la actualización o sustitución de los modelos de comunicación, también requiere realizar estudios de análisis costo beneficio y la coordinación de todos los departamentos involucrados en la gestión de los sistemas eléctricos de distribución.

- La implementación de la norma en el sistema de gestión no solo implica mejorar los procesos de intercambio de información entre las funciones de negocio y las funciones de Operación & Mantenimiento, sino que además permite que los actores que intervienen en la generación, transmisión distribución, centros de investigación, Universidades, Fabricantes puedan innovar, implementar nuevos sistemas para mejorar el sistema de gestión actual en cualquier momento de la vida útil del sistema, sin que la misma represente un cambio significativo o afecte de forma negativa a los sistemas actuales de comunicación.
- La norma IEC 61968 proporciona un modelo de arquitectura perfecta, donde los sistemas intercambian la información de una forma eficiente sin la necesidad de la implementación de dispositivos de interface genérico (GID), sin embargo la existencias de modelos de comunicación como multispeak, IEC 61850 existentes en las empresas eléctricas de distribución crea la necesidad de implementar dispositivos con la finalidad de asegurar la interoperabilidad del sistema.
- EL CIM proporciona un lenguaje de comunicación que puede ser fácilmente comprendido y manipulado, sin embargo no asegura la funcionalidad correcta de la aplicación ya que el procesamiento interno de la información depende del capital humano que realizó la programación de la aplicación.
- La implementación de equipos en puntos estratégicos de la red eléctrica de distribución no solo hace que el sistema eléctrico sea más robusto sino que además presenta puntos de información mediante la cual se puede calcular de una manera mucho más eficiente y precisa las pérdidas técnicas y no técnicas de la red de distribución, dando a conocer las debilidades del sistema eléctrico.
- Las pruebas de interoperabilidad asegura que la tecnología instalada en el sistema de gestión de la red eléctrica de distribución cumple con todas las conformidades de especificadas en la norma IEC 61968.

- La implementación de sistemas de generación distribuida en el SEP tiene como finalidad aumentar la calidad de suministro de energía, mejorar los índices de calidad de la empresa eléctrica de distribución sin embargo se debe analizar que el sistema de generación distribuida cumpla con los estándares de calidad propuestos por las empresas eléctricas de distribución, y presentar como característica un modelo CIM que puede ser de fácil interpretación para un centro de control.
- El CIM presenta características para la presentación del dato sin embargo se debe analizar que el CIM solo presenta al dato en una forma que asegura la sintaxis y la semántica del dato, y nunca se analiza factores que podrían alterar el dato como es la seguridad de la información, transporte de la información, retrasos de la información, colisión de los datos.
- Los índices de gestión presentados en las Empresas Electricas de Distribución son factores que intervienen para que las Empresas decidan realizar un cambio de tecnología en las redes de distribución, para que así haya mayor sustentabilidad medioambiental y limitar las emisiones de CO2 por parte de las empresas de generación eléctrica, y realizar una eficiencia del suministro de energía eléctrica, la comunicación ha jugado un papel muy importante para el desarrollo de las nuevas tecnologías.
- El CIM proporciona una información mucho más precisa del estado de la red por lo cual se puede mejorar el desempeño del personal sin aumentar la carga de trabajo (eliminación de entrada de datos de forma manual al sistema), la instalación del equipo, vida útil del equipo, seguimiento funcional del equipo, mejora el rendimiento y la vía útil del equipo, documentando en el sistema el periodo necesario para el mantenimiento preventivo.
- La presentación de los requisitos para el intercambio de información, ayudan a que las empresas eléctricas de distribución tener una visión general de los requerimientos del sistema para así evitar futuros re trabajos, remplazos de equipos, cambiar la totalidad de un sistema (hardware y software).

5.2 Recomendaciones.

- La utilización de la mensajería de datos para el intercambio de información entre aplicaciones es de vital importancia, motivo por la cual en esta tesis se realiza una breve introducción de la mensajería de datos, sin embargo no se realiza ningún análisis del flujo de información, ni tampoco la secuencia de la mensajería que debe ser intercambiada entre cada aplicación motivo por el cual se recomienda realizar un análisis en el flujo de mensajería intercambiada entre sistemas de Operación & Mantenimiento y los sistemas de Negocios.
- El CIM es un modelo de información que se encuentra en desarrollo, razón por la cual no presenta modelos para sistemas de distribución en VDC, se recomienda realizar un análisis de las extensiones posibles para la implementación del CIM.
- El Dispositivo de Interface Genérico (GID) propuesto en esta tesis cumple con los requisitos para la interoperabilidad sin embargo se recomienda que el mismo sea analizado a cuando entre en vigencia las normas para la interoperabilidad de sistemas multispeak/IEC 61968 y 61850/IEC 61968.
- Se recomienda realizar un análisis de los tiempos en los cuales la información estaría presente en el centro de control contemplando los tiempos de demora desde los equipos así como también las pérdidas de información (tiempos de transmisión, tiempo de procesamiento de información) y si el tiempo no cumple con los requerimientos del MEER analizar la posibilidad del uso de tecnologías virtuales para el almacenamiento de la información.
- La desregularización del mercado eléctrico obliga a las empresas a realizar sus procesos de forma mucho más eficiente, se recomienda realizar un estudio de la implementación de un modelo de información común para el mercado eléctrico basándose en la norma IEC 62325.

- EL CIM al ser un modelo de estandarización de datos facilita la comprensión de la información , sin embargo en este trabajo no se realiza un profundo análisis de sistemas de conexión de los servicios, motivo por el cual se recomienda realizar una profundización de la implementación de un bus empresarial para realizar una eficiencia en la comunicación.
- Al disponer de una información mucha más precisa y legible para el ser humano como para las maquinas se recomienda realizar un posible uso de las redes neuronales para realizar sistemas de estimación de carga mucho más preciso.
- Los conceptos presentados en la norma IEC son nuevos para la mayoría de ingenieros y gerentes actuales, sería recomendable que en la formación de los nuevos profesionales se impartan información de estas nuevas tecnologías que sirven en la gestión de las empresas eléctricas.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] **EPRI - Electric Power Research Institute-**. “2008 CIM-XML Interoperability Including CIM-Based Tools Test: The Power of the Common Information Model (CIM) to Exchange Power System Data”, California/EEUU: Publicado por EPRI, 2008.
- [2] **EPRI - Electric Power Research Institute-**. “Common Information Model Primer: First Edition.EPRI”, California/EEUU: Publicado por EPRI, 2011.
- [3] **EPRI - Electric Power Research Institute-**. "Common Information Model (CIM): CIM 10 Version", California/EEUU: Publicado por EPRI, 2001.
- [4] **EPRI - Electric Power Research Institute-**. “Design Basis for Customer Communications Infrastructure”, California/EEUU: Publicado por EPRI, 2008
- [5] **EPRI - Electric Power Research Institute-**. “Development of the Common Information Model for Distribution and A Survey of Adoption: CIM Development and Testing Activities in 2010”, California/EEUU: Publicado por EPRI, 2010
- [6] **EPRI - Electric Power Research Institute-**. “Harmonization of IEC 61970, 61968, and 61850 Models”, California/EEUU: Publicado por EPRI, 2006
- [7] **EPRI - Electric Power Research Institute-**. “Harmonization of CIM with IEC Standards: Draft Report for CIM and other IEC Working Groups”, California/EEUU: Publicado por EPRI, 2006
- [8] **EPRI - Electric Power Research Institute-**. “Modeling Environmental Data in the Common Information Model.EPRI”, California/EEUU: Publicado por EPRI, 2012
- [9] **EPRI - Electric Power Research Institute-**. “The Common Information Model for Distribution: An Introduction to the CIM for Integrating Distribution Applications and Systems”, California/EEUU: Publicado por EPRI, 2008
- [10] **EPRI - Electric Power Research Institute-**. “The Benefits of Integrating Information Systems Across the Energy Enterprise: The Power of Control Center Application Program Interface (CCAPI) and Common Information Model (CIM)", California/EEUU: Publicado por EPRI, 2001

- [11] **EPRI - Electric Power Research Institute**-. “The Communication Networks Guidebook for Intelligent Transmission Systems”, California/EEUU: Publicado por EPRI, 2012
- [12] **EPRI - Electric Power Research Institute**-. “Transmission Fast Simulation and Modeling (T-FSM), Architectural Requirements”, California/EEUU: Publicado por EPRI, 2005
- [13] **A. E. Reza, S. G. Castro, B. S. Rodríguez**, “Automatización de la distribución presente y futuro”, Revista Boletín IIE, Abril-Junio del 2011, Año 35, volumen 35.
- [14] **A. E. Reza, T. M. Calleros, M. L. Torres, N. A. Alemán, R. G. Mendoza, B. S. Rodríguez**, “Interoperabilidad Para la red Eléctrica inteligente: Modelo CIM y su proceso de Adopción”, Revista Boletín IIE, Enero-Marzo 2013, Año 36, volumen 36.
- [15] **A. E. Reza, S. G. Mendoza, J. F. Borjas, B. S. Rodríguez**, “Arquitectura base de interoperabilidad semántica para el sistema eléctrico de distribución inteligente en la CFE”, Revista Boletín IIE, Julio-Septiembre del 2010, Año 34, volumen 34.
- [16] **J.A. Sánchez, A. E. Reza, R. G. Espinoza**, “Análisis del estado del arte y de la practica en la aplicación del modelo CIM en empresas eléctricas”, Revista Boletín IIE, Abril-Junio del 2010, Año 34, volumen 34.
- [17] **T. Taylor, M Ohrm**, “Gestión de redes para la red de Distribución”, Revista Empresarial ABB, Marzo 2009.
- [18] **IEC- International Electrotechnical Commission** “IEC 61968-1 Interface Architecture and General Requirements”, Ginebra/Suiza: Publicado por la IEC, 2010.
- [19] **IEC- International Electrotechnical Commission**, “IEC 61968-3 Application integration at electric utilities –System interfaces for distribution management –Part 3: Interface for network operations”, Ginebra/Suiza publicado por IEC, 2004-03
- [20] **IEC- International Electrotechnical Commission** “IEC 61968-4 Application integration at electric utilities –System interfaces for distribution management –Part 4: Interface for network operations”, Ginebra/Suiza publicado por la IEC, 2004-03

- [21] **IEC- International Electrotechnical Commission** “IEC 61968-11 Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –Part 11: Common information model (CIM) extensions for distribution”, Ginebra/Suiza: Publicado por la IEC, 2010.
- [22] **IEC- International Electrotechnical Commission**, “IEC 61968-13, - Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –Part 13: CIM RDF Model Exchange Format for Distribution”, Ginebra/Suiza: Publicado por la IEC, 2010.
- [23] **IEC- International Electrotechnical Commission** “IEC 61968-14 Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –Part 14: MultiSpeak-CIM Harmonization”, Ginebra/Suiza Only for Information, 2012.
- [24] **Dr Alan W. McMorran**.-“An Introduction to IEC 61970-301 & 61968-11: The Common Information Model”, Glasgow/UK: publicado por Institute for Energy and Environment, Department of Electronic and Electrical Engineering, 2007
- [25] **Meer- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable**.-“Especificaciones Técnicas SCADA/OMS/DMS”, Enero 2012.
- [26] **Meer- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable**.-“Plan maestro de electrificación del Ecuador 2012-2021”, Enero del 2012.
- [27] **Meer- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable**.-“Términos de Referencia MDM”, Enero 2013.
- [28] **Andreas Holmlund Richard Sjöberg**.- “Information exchange with CIM for the Energy Industry”, Master thesis directed by Kun Zhu, KTH Vetenskap och Konst, Estocolmo-Sweden, March, 2011.
- [29] **E. Lambert, A. Maizener, F. Wu, J.L Sanson, C. Bahloul, P. Veyret**, , “CIMERGY PROJECT- FIRST RESULTS ON IEC61970-61968 STANDARDS EDF“, 18 International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Turin, 6-9 June. 2005
- [30] **Extensible Solutions** “Standard Data Exchanges for Distribution System Management”, California/EEUU publicado por Xtensible Solutions , October 5 2007.

- [31] **Fernando Pincioli**.-“Unifield Modeling Language UML”, presentado en la conferencia Smart Grids, Bogotá D.C-Colombia, 2011.
- [32] **C. A. Zulugudic**, “Enterprise Architecture y UML Básico”, Diciembre 2008, Disponible en <http://carlozuluaga.wdfiles.com/local--files/cursos-talleres%3Aenterprise-architect/CursoBasicoEA-Sesion04.pdf> .
- [33] **A. deVos; S.E. Widergren; J. Zhu**, “XML FOR CIM MODEL EXCHANGE”, Abstract, 2001.
- [34] **SISCO**, “IEC 62325-301 CIM Market Model,” The Standards Based Integration Company, CIM University, Prague, Czech Republic, May 10, 2011.
- [35] **Meer- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable**.-“Comité Gestion de la Operación del Sistema Eléctrico- Proyecto SIGDE MEER”, Abril del 2011.

Anexo 1

A1.1 DCIM Single – phase and unbalanced loads (Modelo DCIM de un Sistema monofásico y Carga desequilibrada).

En la “Fig A1.1” se muestra el modelo DCIM de las cargas en el sistema eléctrico de distribución, que por lo general son sistemas trifásicos desequilibrados en muchos de los casos con cargas monofásicas y cargas trifásicas.

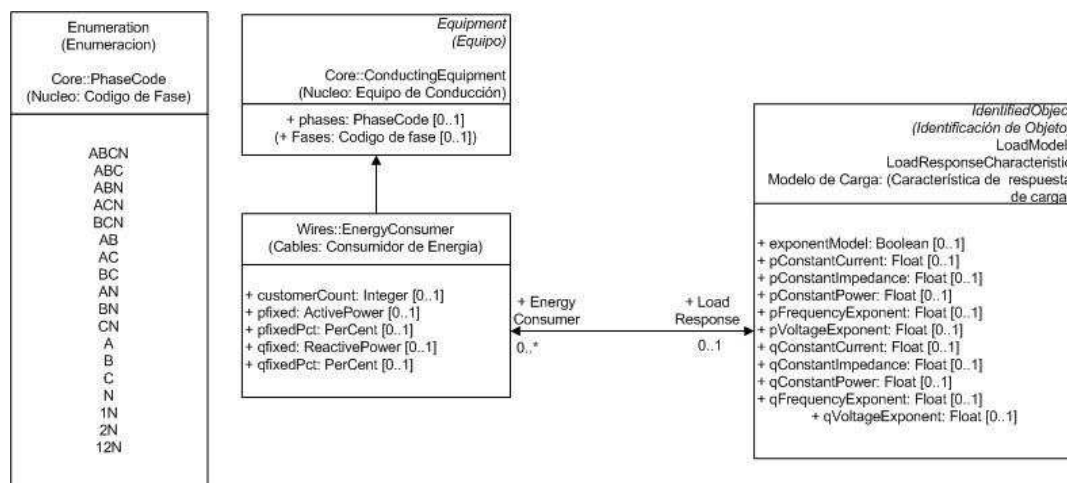


Fig A1. 1 Modelo DCIM (Modelo de Carga)

Fuente: [21], DCIM load model.

La Clase EnergyConsumer (Consumidor de Energía) es utilizado para crear la instancia del modelo de carga, la clase EnergyConsumer (Consumidor de Energía) hereda los atributos de ConductingEquipment (Equipo de conducción) en la cual describe la fase a la cual esta relacionada la carga en el sistema eléctrico de distribución, al ser una carga trifásica desequilibrada la misma se modelara como un sistema monofásico conectada a través de ConnectivityNode (Nodo de conectividad), el modelo deberá incluir los conductores o transformadores que establecen su conexión en el sistema.

La instancia del Consumidor de energia debe estar relacionado con LoadResponseCharacteristic (Carracteristicas de respuesta de la carga), el modelo de carga es una combinacion de los atributos mostrados en la “Fig A1.1”.

A1.2 DCIM Distribution line segments (Modelo DCIM líneas de distribución).

En la “Fig A1.2” se muestra las clases DCIM para las líneas de distribución de energía eléctrica, hay cuatro maneras de describir los parámetros de impedancia en la clase DistributionLineSegment (Líneas de distribución), como un modelo de intercambio y los datos disponibles en el sistema de exportación.

La asociación a ConductorInfo (Información del conductor) proporciona la información detallada del cálculo de la impedancia, mediante las ecuaciones de Carson definidos en parámetros por unidad (Véase 1.3.3).

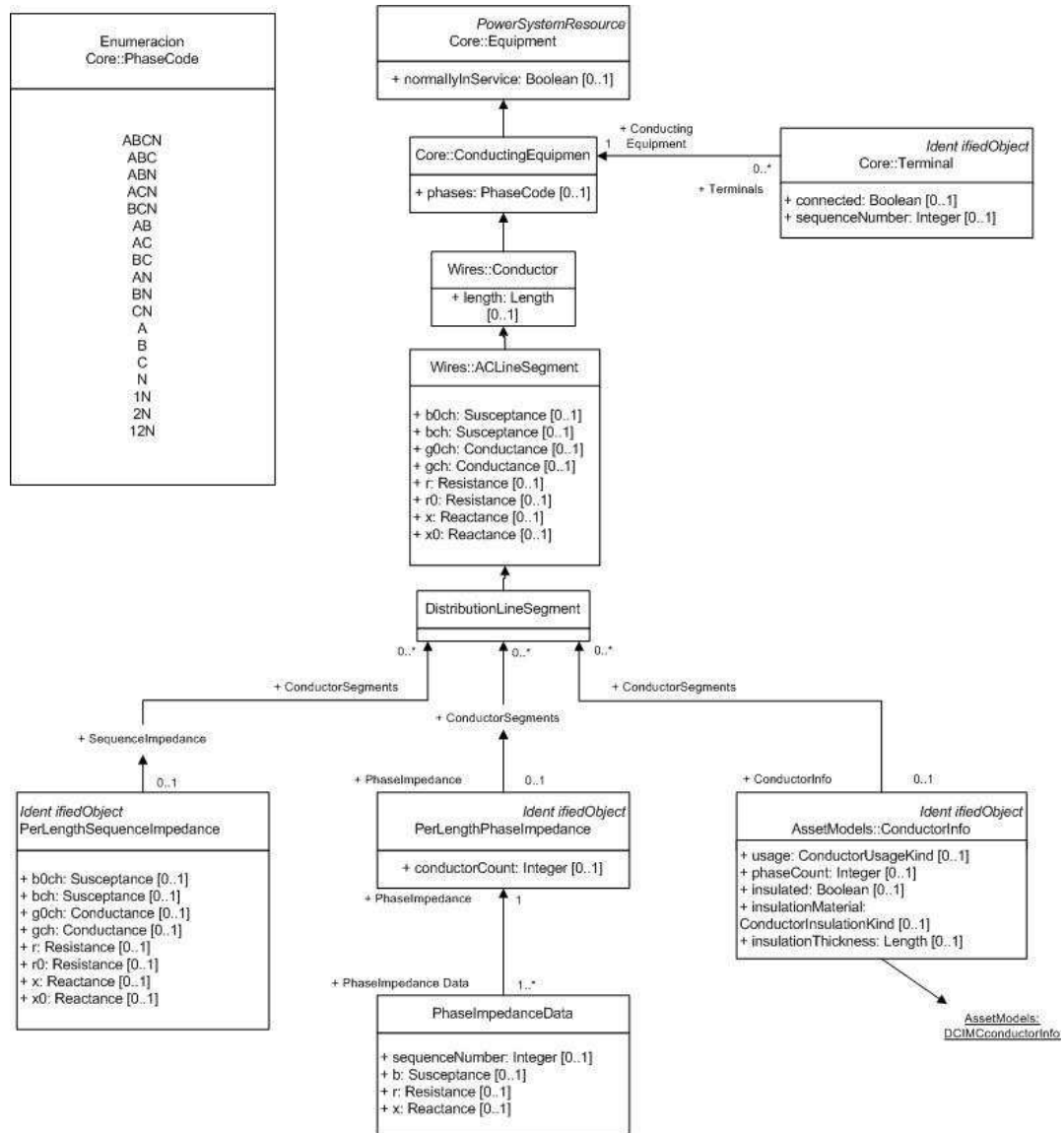


Fig A1. 2 DCIM (Conectividad de Linea)
Fuente: Fuente: [21], DCIM line connectivity model.

La asociación a PerLengthPhaseImpedance (Impedancia de fase por longitud) hace referencia a un cálculo de admitancias e impedancias mediante matrices simétricas $N \times N$, el atributo ConductorCount (Número de conductores) tienen que tener el mismo número de fases, si en el línea hay un conductor conectado a tierra o un cable de neutro la clase PhaseImpedanceDate (Información de impedancia de fase) tendrá almacenado la información en una matriz, la información de las fases almacenadas en la matriz será:

- Fila1 fase A.
- Fila2 fase B.
- Fila3 fase C.

Para este caso se requerirá información adicional para calcular los valores por unidad (Véase 1.3.2), la clase Impedancia de fase por unidad implementa un código de línea que tiene impedancia en secuencia y la línea de carga por unidad de longitud.

Los atributos heredados ACLineSegment (Línea de segmento AC) puede ser utilizado si no se tiene la información de la clase ConductorLenth (longitud del conductor), en la “Fig A1.” se muestra la jerarquía de las clases ConductorInfo (Información del conductor) utilizando definiciones de los datos físicos (definidos como códigos de línea).

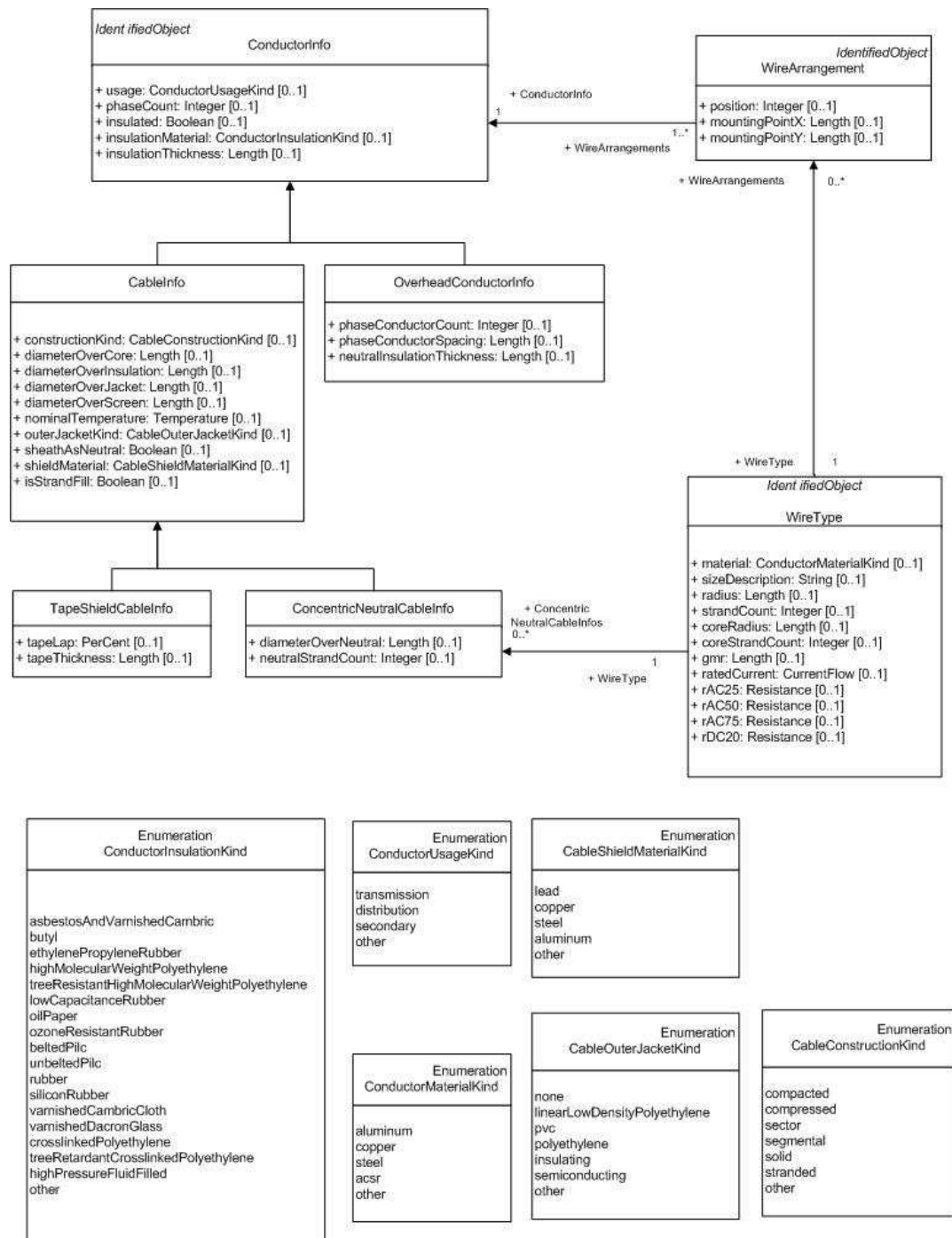


Fig A1. 31 DCIM conductor (hoja de datos de la lines y conductor).
Fuente: [21], DCIM conductor (line and cable datasheet) model.

La clase OverheadConductorInfo (Información del conductor Overhead) describe los datos físicos de la línea de distribución

La clase WireType (Tipo de conductor) describe los datos mínimos de las características del conductor (rAC25, rAC75, rDC20, capacidad de conducción, radio,.. etc.).

La clase WireArrangement (Arreglo de Conductores) describe por medio de coordenadas las distancias, alturas del conductor medido desde un punto de referencia, La clase Arreglo de Conductores tiene relación con la clase Información de conductor y Tipo de conductor, permitiendo así un diferente modelo aplicado para cables con neutro y fases.

Cuando hay cables subterráneos en la línea de distribución se utilizan las clases WireArrangement (Arreglo de Conductores) y WireType (Tipo de conductor).

A1.2.1 Using sequence impedances (balanced case). (Uso de secuencia de impedancias en un sistema balanceado).

Las impedancias de secuencia positiva en cero (r, x, r0 y x0) son atributos de la clase PerLengthSequenceImpedance (Impedancia de secuencia por unidad) asociado a la clase DistributionLineSegment (Segmento de la línea de distribución), la clase Segmento de la línea de distribución es representada por medio de una matriz de impedancia.

Si la línea de distribución es un sistema bifásico o monofásico equilibrado, los valores representados en la matriz de impedancias con igualdad de elementos complejos diagonales Z_S y con igualdad de elementos complejos Z_M fuera de la diagonal, los atributos transferidos para un sistema monofásico equilibrado son:

$$Z_1 = Z_0 = Z_s \quad E_c (1)$$

Los atributos para un sistema bifásico o trifásico equilibrado son:

$$Z1 = Zs - Zm \quad \text{Ec (2)}$$

$$Z0 = Zs + (n - 1) Zm \quad \text{Ec (3)}$$

Donde n representa el número de fases, la matriz de impedancias se construye a partir de:

$$Zs = (Z0 + (n - 1) Z1) / n \quad \text{Ec (4)}$$

$$Zm = (Z0 - Z1) / n \quad \text{Ec (5)}$$

Por medio de la clase PhaseCode (Código de fase) se asignara la correcta representación de las fases del sistema, el neutro no debe aparecer ya que el mismo es utilizado cuando se calcula las impedancias.

Para los conductores de distribución subterránea se utilizan también las impedancias de secuencia, incluyendo los atributos BCH y boch.

A1.2.2 Using phase impedances (unbalanced case). (Uso de secuencia de impedancias en un sistema desequilibrado).

Los parámetros calculados pueden ser transferidos de forma directa de la clase PerLengthPhase (Fases por longitud), la utilización de la matriz para el cálculo de las impedancias en la línea de distribución es útil cuando:

- “La aplicación de destino no tiene medios para calcular los parámetros a partir de datos físicos”.
- Los datos físicos no están fácilmente disponible.
- Las impedancias de la línea no balanceada se necesita que se aproxime a los valores reales más cercanos.

Para una línea de dos fases y Neutro, se definirá por medio de una matriz 2x2 pero debido a las características habrá 3 elementos de una matriz única, por lo cual nos lleva a utilizar las asociaciones con la clase PhaseImpedanceData (Datos de impedancia por fase) con el siguiente modo de almacenamiento de los valores en la matriz:

- Secuencia de fases 1 fila para la fila 1, 1 columna de la matriz.
- Secuencia de fases 2 fila para la fila 2, 1 columna de la matriz.

- Secuencia de fases 3 fila para la fila 2, 1 columna de la matriz.

La clase `PerLengthPhaseImpedance` (Impedancia de fase por longitud) puede hacer referencia a la clase `DistributionLineSegment` (Impedancia de línea de distribución) y contener las fases AB, AC la primera fila de la matriz corresponderá a la primera fase de la línea de distribución.

A1.2.3 Using physical parameters (Uso de parámetros físicos).

Para las líneas de distribución aéreas se puede utilizar la clase `OverheadConductorInfo`, que están asociadas con las clases mostradas en la “Fig A1.3”, esto ayudara a calcular las impedancias de la línea aérea por medio de las ecuaciones de carson¹ o un método equivalente.

Para conductores unipolares se requiere la clase `ConcentricNeutralCableInfo` (Información del cable neutro concéntrico), la clase `Wiretype` (Tipo de cable) especifica el hilo del neutro.

A1.3 DCIM Distribution transformers (Modelo DCIM Transformadores de Distribución).

A1.3.1 Modelo Eléctrico

En la “Fig A1.4” se muestra las clases DCIM para los transformadores de distribución.

¹ Las ecuaciones de Carson se utilizan para calcular la impedancia de un circuito, considerando el efecto de retorno por tierra. Estas ecuaciones actualmente son muy utilizadas para el cálculo de parámetros de líneas de transmisión aérea y subterránea.

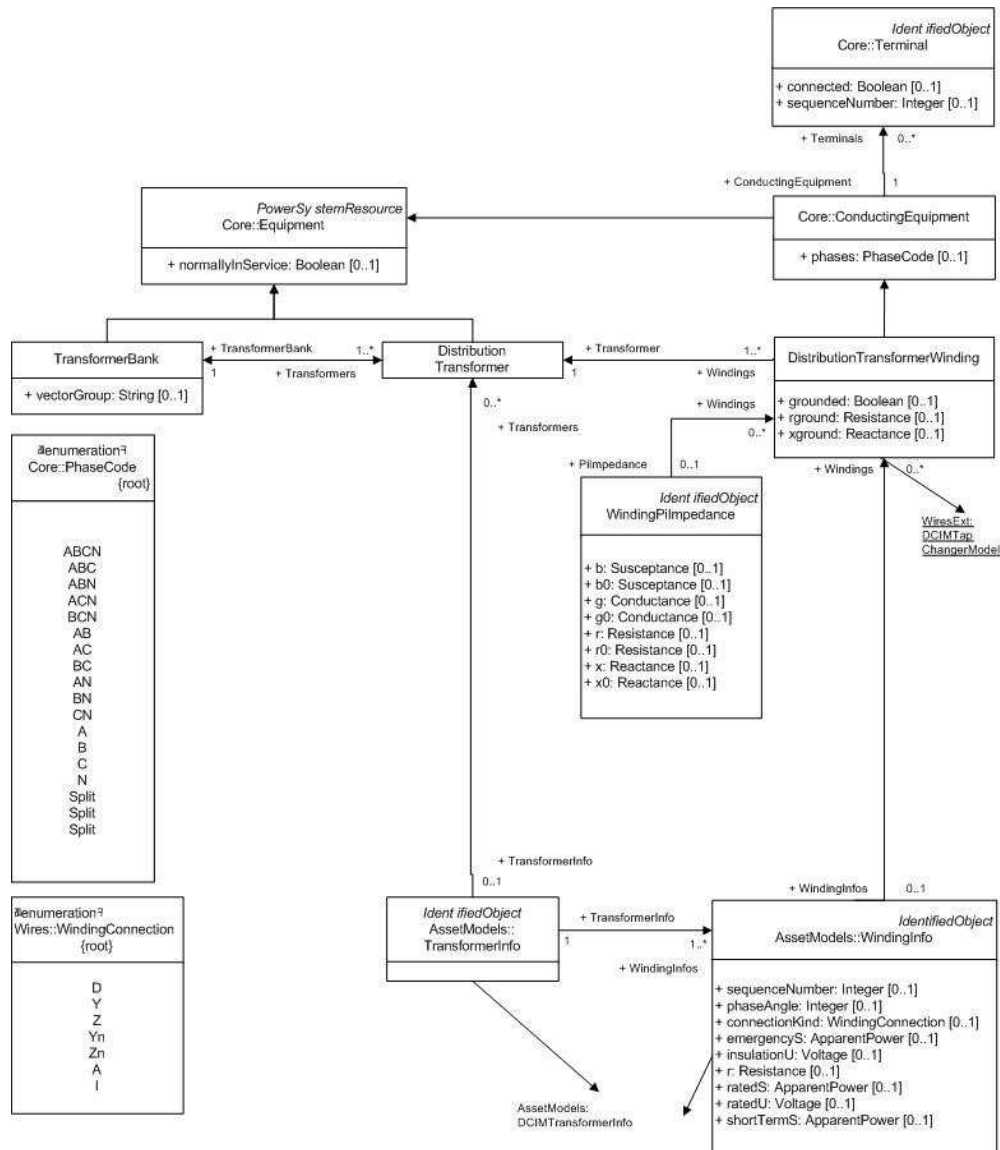


Fig A1. 4 DCIM (Modelo de conectividad del Transformador)

Fuente: [21], DCIM transformer connectivity model.

- La clase TransformerBank (Banco de transformadores) organiza los transformadores monofásicos o trifásicos, algunos bancos de transformadores contiene un solo transformador trifásico mientras que otros bancos de transformadores contiene tres transformadores monofásicos.
- La clase DistributionTransformer (Transformador de distribución) es el conjunto de dos o más devanados por medio de los cuales transforma la energía eléctrica en dos niveles de tensión diferentes, teniendo una asociación con la clase TransformerBank (Banco de transformadores).

La clase DistributionTransformerWinding (Devanado del transformador de distribución) es una subclase de la clase ConductingEquipment (equipo de Conduccion) con la eliminación de atributos información y asociación de terminales, la clase conductingEquipmentPhases (Equipos de conducción de fases) hace referencia a los atributos de conexión a tierra:

- Sólidamente aterrizado a tierra,
- Resistencia a tierra.
- Impedancia a tierra.

A1.3.2 Modelo físico.

En la “Fig A1.5” se muestra las clases que permiten el intercambio de datos para el transformador.

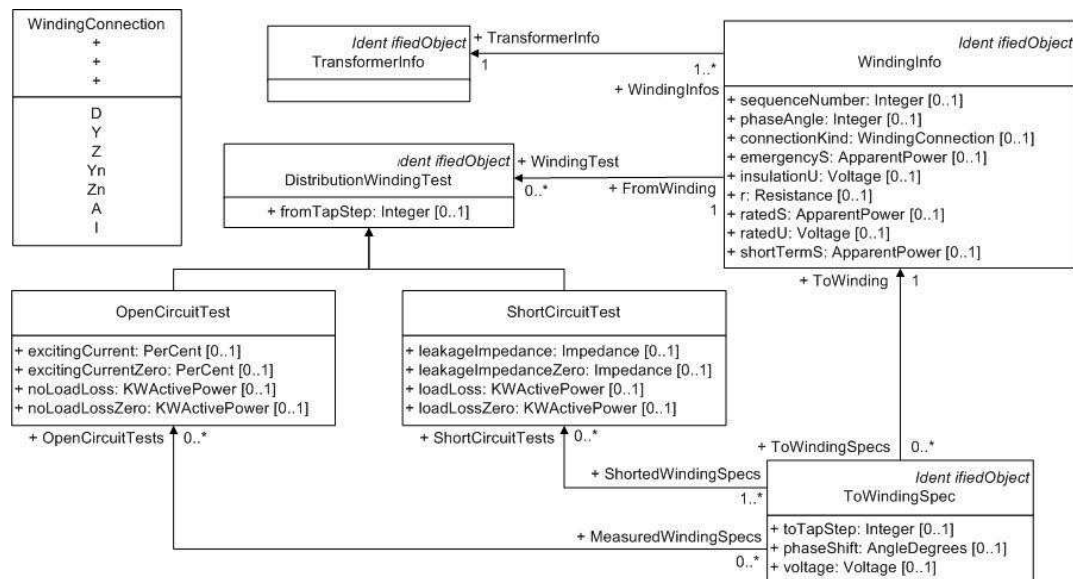


Fig A1. 5 DCIM Transformador (Hoja de datos del Transformador).

Fuente: [21], DCIM transformer datasheet model.

- La clase WindingConnection (Bobina de conexión) se utiliza para transformadores o autotransformadores en el cual se describe el tipo de conexión (D, Y, Yn, Zn) que posee el equipo.
- La clase TransformerInfo se define los datos del transformador.

- La clase DistributionWindingTest con sus atributos y subclases (OpenCircuitTest y ShortCircuitTest) contiene toda la información relacionada con las pruebas de cortocircuito y de circuito abierto del transformador de potencia, especificando en el caso de transformadores trifásicos la secuencia de las fases.

A1.3.3 Tap Changer Model (Modelo de cambiador de Tap)

En la “Fig A1.6” se muestra las clases que intervienen para un regulador de voltaje, la clase distributionTransformerWinding utiliza un control autónomo de modo que las clases RegulationSchedule y TapSchedule están presentes.

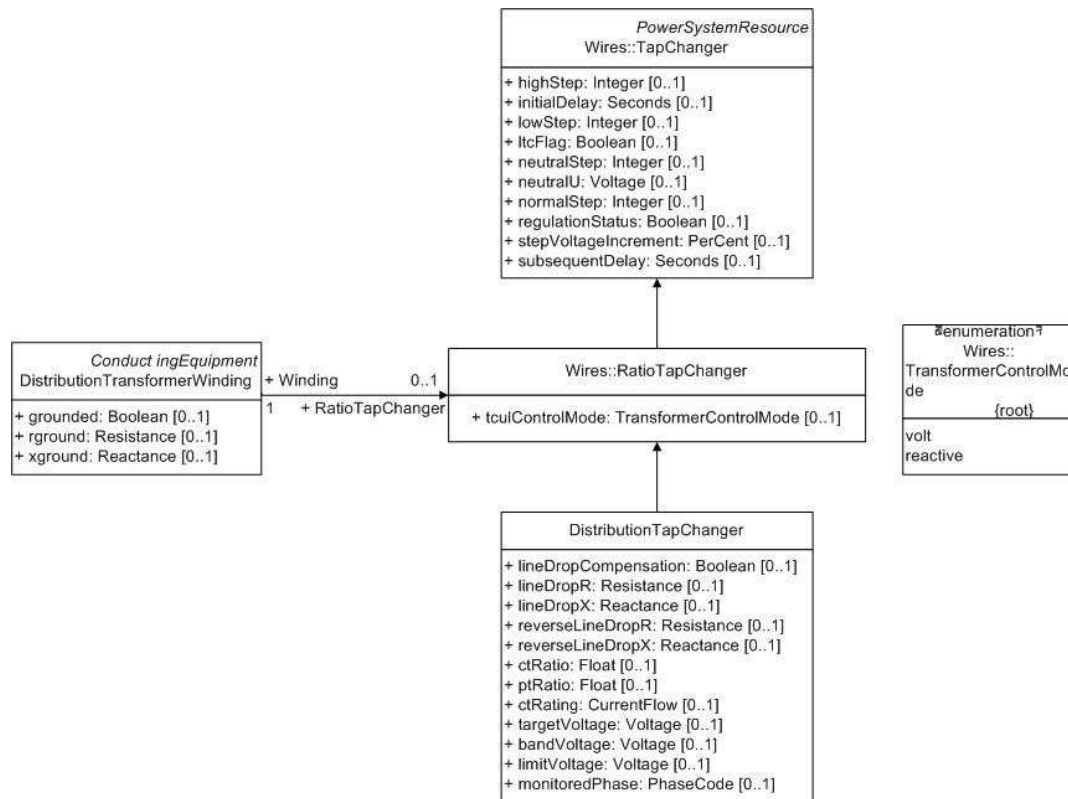


Fig A1. 62 DCIM (Modelo de Cambiador de Tap).

Fuente: [21], DCIM tap changer model.

A1.4 Connectivity with unbalanced phases (Conectividad entre fases desequilibradas).

En la “Fig1.7” se muestra el modelo de conectividad de carga, se basa en el modelo ConductingEquipment, Terminal y ConnectivityNode clases definidas en la Norma IEC 61970-301 modelo de conectividad 4.4.2.

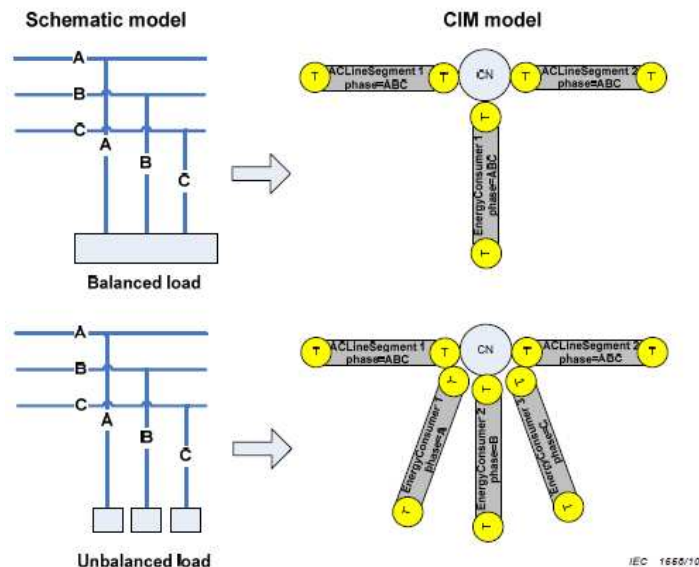


Fig A1. 7 DCIM (Conectividad de Fases Desequilibradas)
Fuente: [21], DCIM connectivity for single terminal devices.

A1.5 CIM Electrical model vs CIM physical model (Modelo CIM eléctricos vs Modelo CIM físico).

Los modelos CIM es una representación física y eléctrica de un objeto (Transformador, Carga, líneas de distribución), por medio de la clase PowerSystemResource es la representación eléctrica de los equipos que se utiliza para visualizar la red, monitoreo de la red, gestión de apagones y la planificación de apagones. La representación física de los objetos son los activos, hojas de datos, dimensiones, ciclo de vida que tiene la empresa eléctrica de distribución.

La relación de los objetos físicos y objetos eléctricos proporciona información clave a la hora de realizar planificación de la extensión de la red eléctrica de distribución, la gestión de trabajo y la gestión de apagones, en la “Fig A1.8” se muestra el grafico de como los recursos de los activos y los recursos del sistema de alimentación están relacionados para el propósito del intercambio de datos.



Fig A1. 8 DCIM (Activos y relación con Recursos del Sistema de Potencia).
Fuente: [21], DCIM asset and relation to power system resources.

A1.6 DCIM Locations and graphical representations (Modelo DCIM para localizacion y DCIM para representaciones graficas).

La clase Locations (localización) proporciona la localización de diferentes entidades en el espacio, las entidades pueden ser localizadas por coordenadas de posición, la clase carece de intercambio de datos gráficos, por lo cual se utiliza la clase PositionsPoints (Posición de puntos) para intercambiar coordenadas que pueden ser utilizadas por las diferentes aplicaciones gráficas.

En la “Fig A1.9” se muestra como la clase localización tiene una relación con los activos y la clase PowerSystemResources.

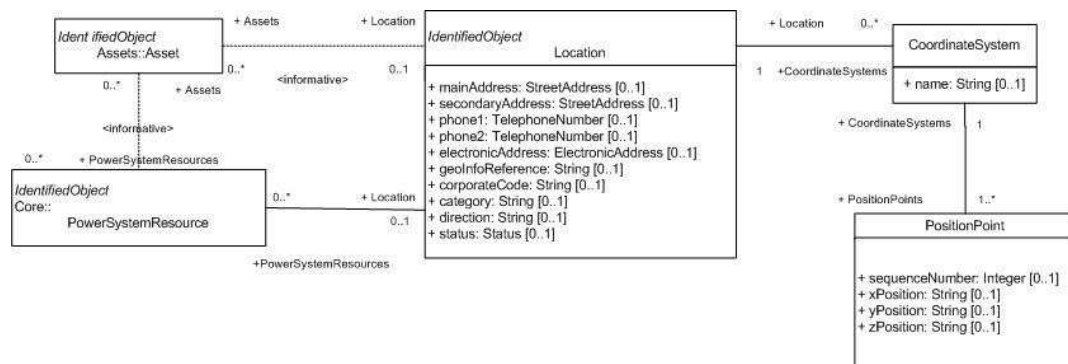


Fig A1.9 DCIM (Recurso del Sistema de Potencia y Activos Locales)
Fuente: [21], DCIM power system resource and asset locations.

A1.7 DCIM Metering (Modelo DCIM medición)

En la “Figura 1.10” se muestra la clase Metering (Medición) y sus subclases que son necesarios para la integración de los sistemas de medición de una empresa de distribución de energía eléctrica, la clase medición proporciona la lectura relacionada en un intervalo de tiempo.

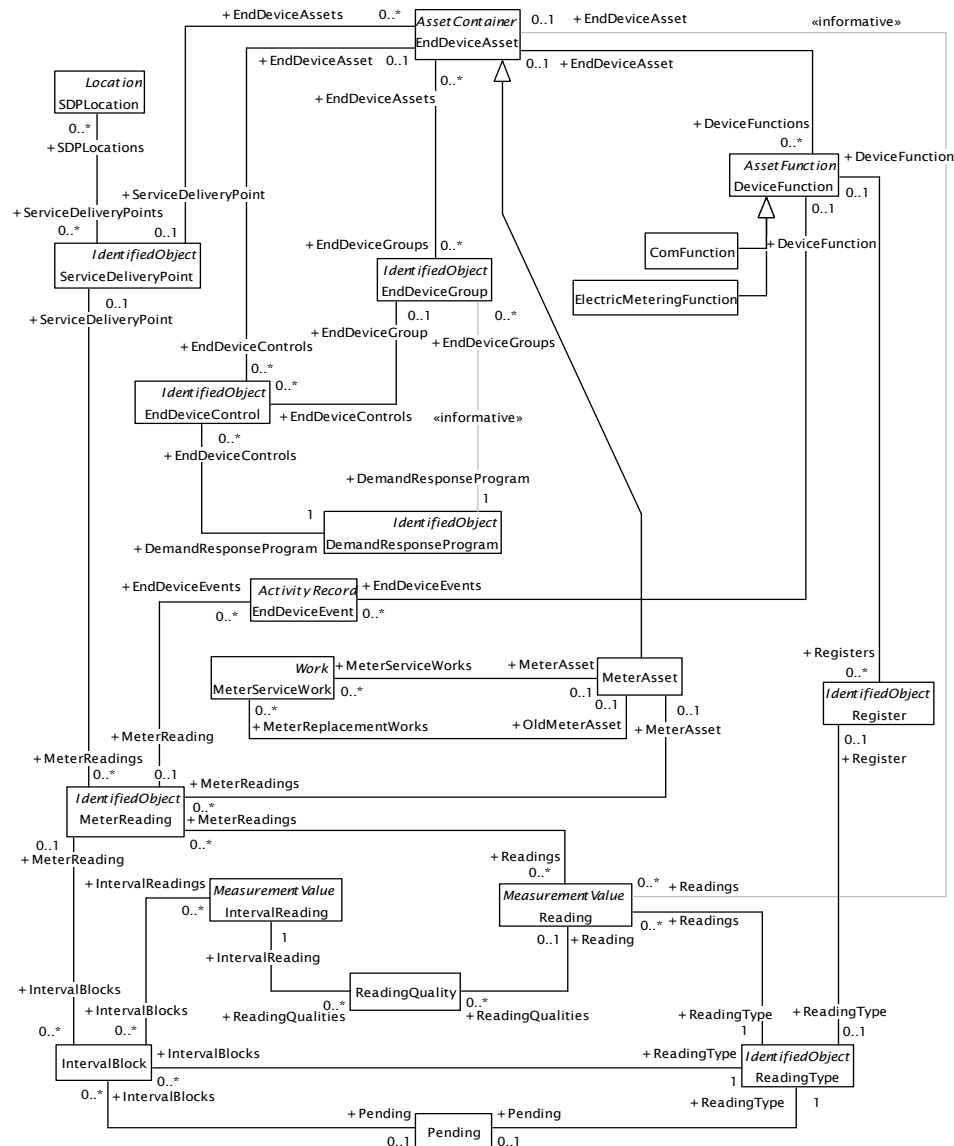


Fig A1. 103 DCIM (Medición)
Fuente: [21], DCIM Metering.

A 1.8 DCIM Payment Metering (Modelo DCIM Control de carga)

A1.8.1 DCIM Transasing (Modelo DCIM de Transacciones).

El sistema de medición que tenga la empresa de distribución de energía, va a facilitar las transacciones registrando así la forma de pago y posteriormente intercambiando la información con otro sistema, en la “Fig A1.11” se muestra las clases de PaymentMetering (Control de carga)

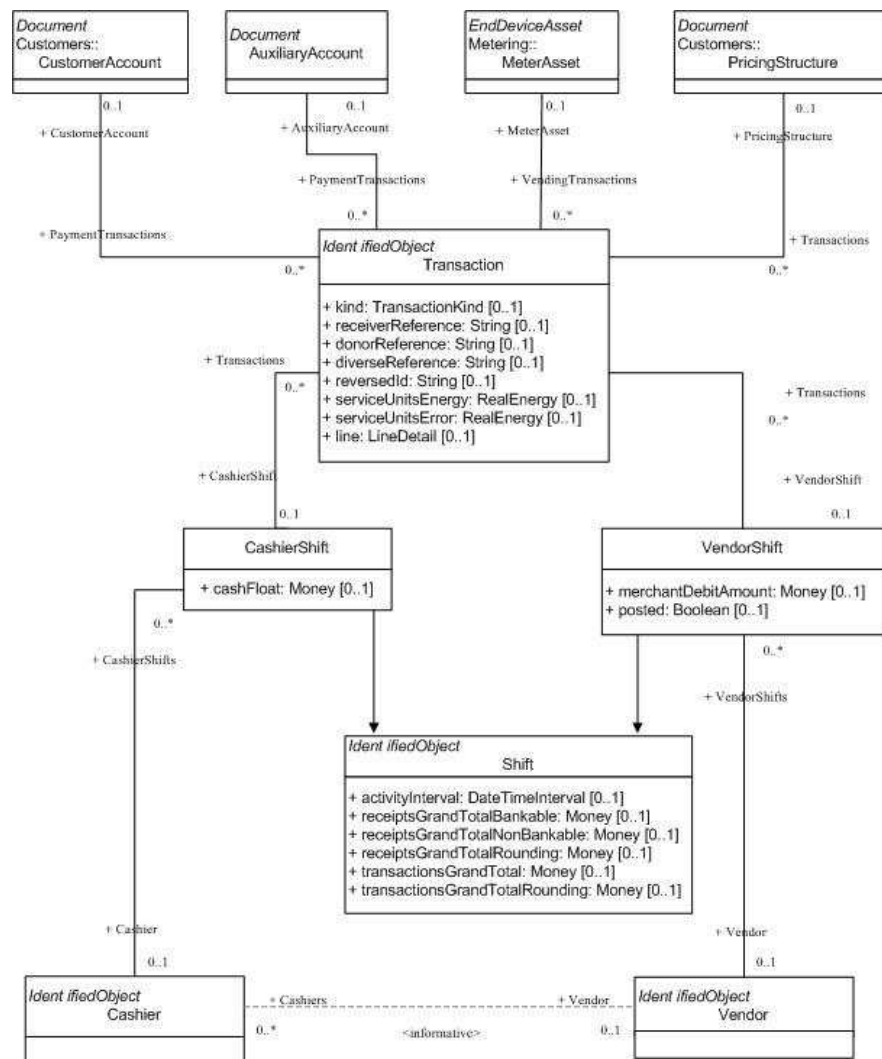


Fig A1. 11 DCIM (Modelo de Transacción)

Fuente: [21], DCIM Transacting model.

A1.8.2 DCIM Receipting (Modelo DCIM de Recibos).

La transacción involucra el ingreso de dinero a la empresa eléctrica de distribución por lo cual la forma de pago del cliente puede ser en efectivo, cheque o tarjeta, en la “Fig A1.12” se muestra la descripción del modelo DCIM Receipting (Modelo DCIM de Recibos).

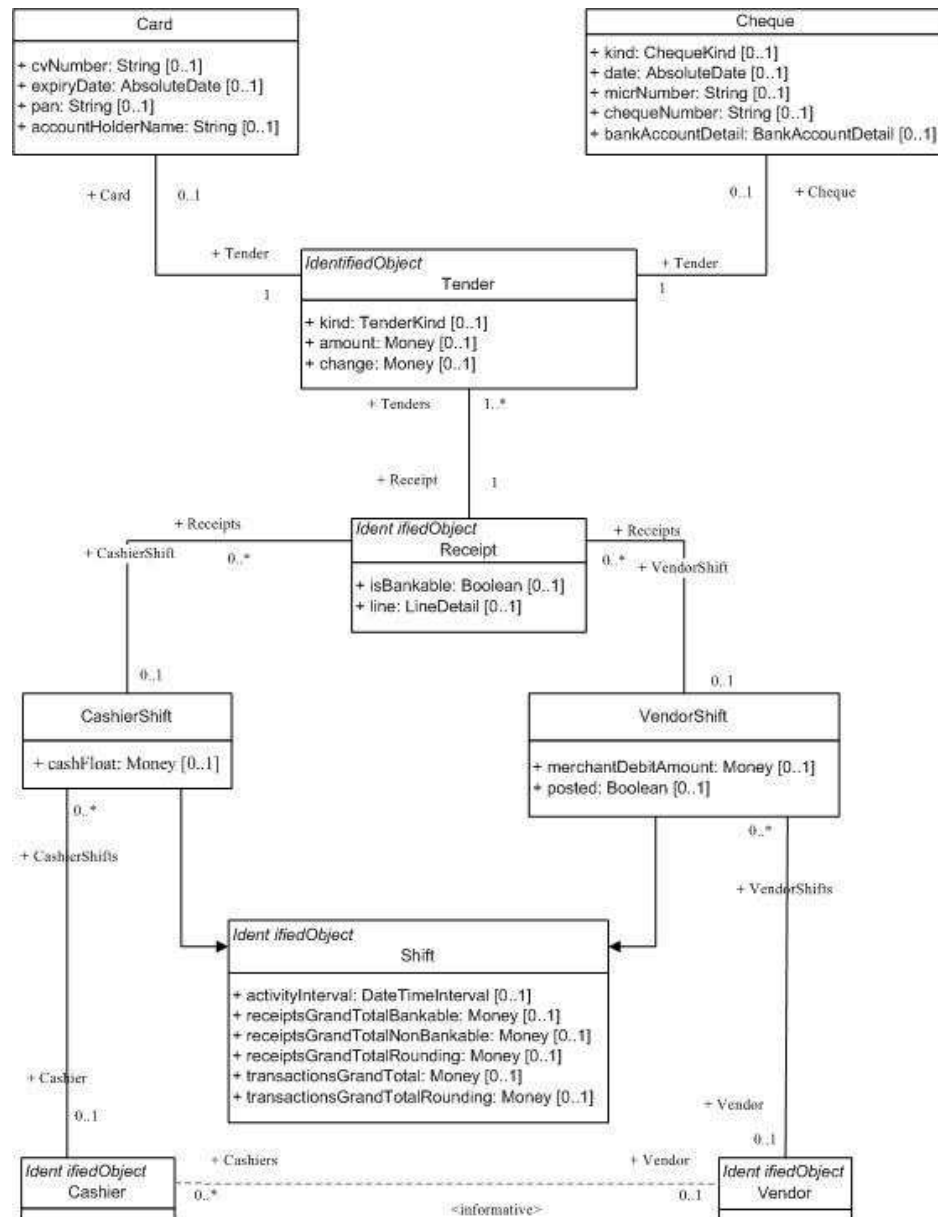


Fig A1. 4 DCIM (Modelo de Recibos)
Fuente: [21], DCIM receipting model.

A1.8.3 DCIM Auxiliary payments (Modelo DCIM de pagos auxiliares).

Los pagos realizados por los clientes que son diferentes al consumo (Pago de multas, impuestos, alumbrado,..Etc) entran en esta clase AuxiliaryPayments (pago de auxiliares) como se puede observar en la “Fig A1.13”.

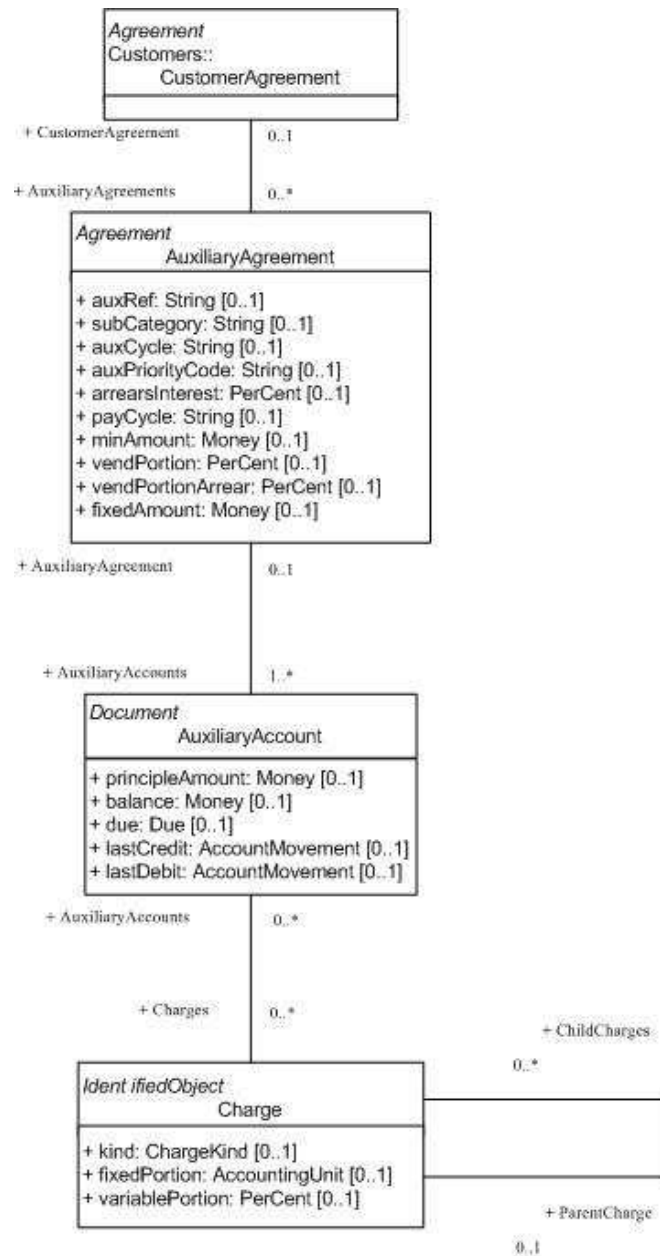


Fig A1. 13DCIM (Modelo de Acuerdo Auxiliar).
Fuente: [21], DCIM auxiliary agreement model.

A1.8.4 DCIM Pricing and tariff structures (Modelo DCIM de precios y tarifas).

El cálculo de la tarifa pueden contener aranceles que son a menudo complejo en su estructura, y la mayoría de tarifas que se cobran está basada en el tiempo o en el consumo, Un modelo para darse cuenta de tales estructuras de tarifas complejas se muestra en la “Fig A1.14”.

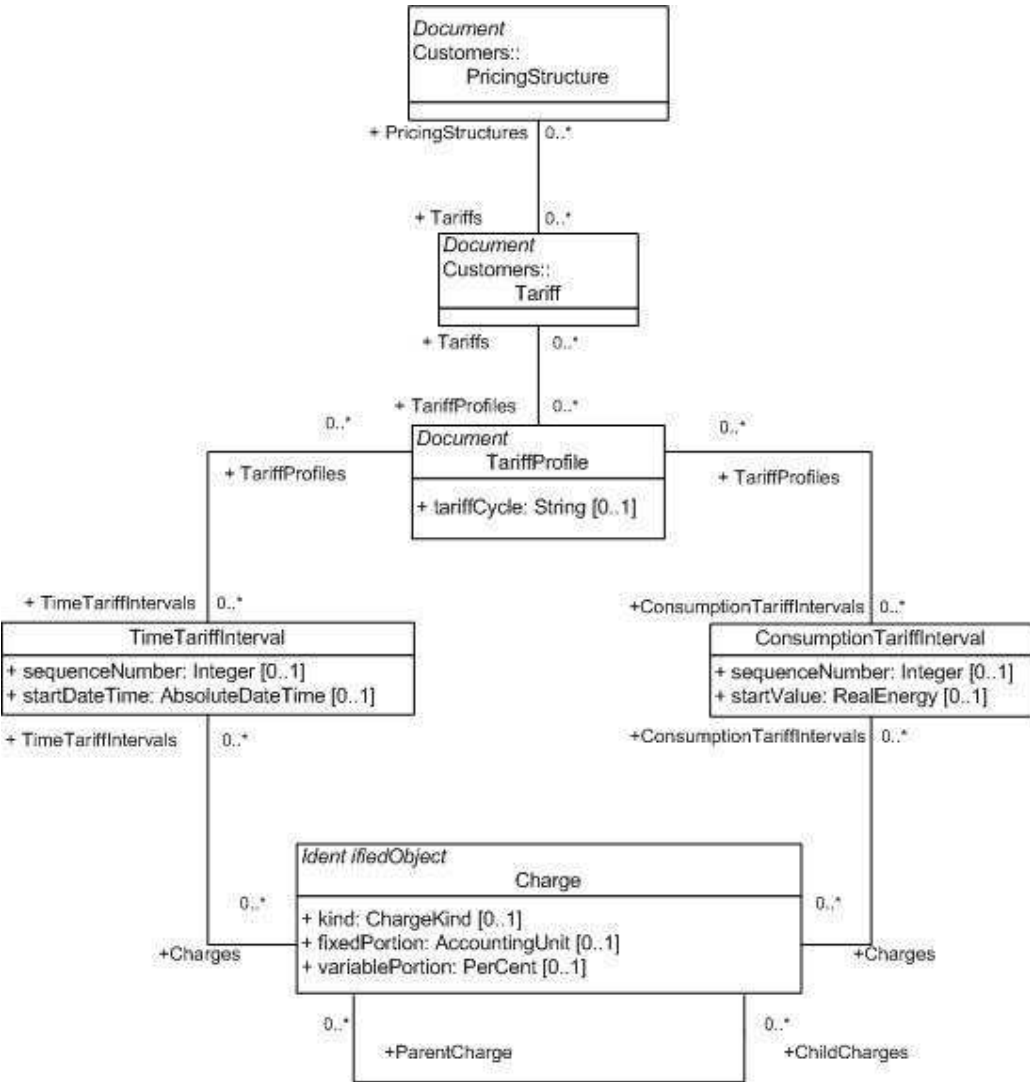


Fig A1.14 5 DCIM (Modelo de Precios)
Fuente: [21], DCIM pricing structure model.

Anexo 2

Modelos CIM /XML utilizados en los Sistemas Eléctricos de Potencia

El modelo adoptado organiza la información para la gestión de los sistemas de distribución, en este anexo se presenta el CIM/XML de algunos equipos, los modelos CIM/XML están basados en la norma IEC 61968-13.

A2.1 Modelo CIM/ XML de: Base Voltaje and Voltaje Nominal.

Para cada una de las operaciones un voltaje base es creada en una clase ACLineSegment que está relacionada con un voltaje base, el transformador está relacionado con un voltaje base, cada subestación está asociada con uno o más niveles de voltaje y cada uno de los mismos está relacionada con una correspondiente voltaje base.

El modelo CIM/XML del voltaje fase se presenta a continuación.

```
<cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_01">
  <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>63</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
</cim:BaseVoltage>
  <cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_02">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>42</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
  </cim:BaseVoltage>
    <cim:VoltageLevel rdf:ID="VL_01">
      <cim:Naming.name>NOD10S61</cim:Naming.name>
      <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#Substation_01"/>
      <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage_01"/>
    </cim:VoltageLevel>
      <cim:VoltageLevel rdf:ID="VL_02">
        <cim:Naming.name>NOD10S62</cim:Naming.name>
        <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#Substation_01"/>
```

```

    <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage_01"/>
</cim:VoltageLevel>

```

A2.2 Modelo CIM/ XML de: Subestación Eléctrica HV/MV (Alto voltaje/Medio Voltaje).

```

<cim:Subestacion rdf:ID="Subestation_01">
    <cim:Naming.Name>AIGUE_HVMV</cim: cim:Naming.Name >
    <cim:Substation.PRSType rdf:resource="#PSRType_01">
</cim:Subestation>
<cim:PRSType rdf:ID="PRSType_01">
    <cim:Naming.name>HV/MV Substación</cim:Naming.name>
</cim:PRSType>
<cim:Location rdf:ID="Location_01">
    <cim:Location.PowerSystemresource rdf:resource="#Substation_01">
</cim:Location>
<cim:GmlPosition rdf:ID="CP_01">
    <cim:GMLPostion.xPosition<910700>/cim:GmlPosition.xPosition>
    <cim:GMLPostion.yPosition<962700>/cim:GmlPosition.yPosition>
    <cim:Location rdf:resource="·Location_01">
</cim:GmlPosition>

```

A2.3 Modelo CIM/ XML de: Subestación Eléctrica MV/MV (Medio voltaje/Medio Voltaje).

```

<cim:Subestacion rdf:ID="Subestation_02">
    <cim:Naming.Name>AIGUE_MVMV</cim: cim:Naming.Name >
    <cim:Substation.PRSType rdf:resource="#PSRType_02">
</cim:Subestation>

```

```

<cim:PRSType rdf:ID="PRSType_02">
    <cim:Naming.name>HV/MV Substación</cim:Naming.name>
</cim:PRSType>
<cim:Location rdf:ID="Location_02">
    <cim:Location.PowerSystemresource rdf:resource=""#Substation_02"">
</cim:Location>
<cim:GmlPosition rdf:ID="CP_01">
    <cim:GMLPostion.xPosition<910700>/cim:GmlPosition.xPosition>
    <cim:GMLPostion.yPosition<962700>/cim:GmlPosition.yPosition>
    <cim:Location rdf:resource=""Location_02"">
</cim:GmlPosition>

```

A2.4 Modelo CIM/ XML de: Subestación Eléctrica MV/LV (Medio Voltaje/Bajo Voltaje).

```

<cim:Subestacion rdf:ID="Subestation_205">
    <cim:Naming.Name>AIGUE_MVLV</cim: cim:Naming.Name >
    <cim:Substation.PRSType rdf:resource=""#PSRType_03">
</cim:Subestation>
<cim:PRSType rdf:ID="PRSType_03">
    <cim:Naming.name>HV/MV Substación</cim:Naming.name>
</cim:PRSType>
<cim:Location rdf:ID="Location_03">
    <cim:Location.PowerSystemresource rdf:resource=""#Substation_02"">
</cim:Location>
<cim:GmlPosition rdf:ID="CP_01">
    <cim:GMLPostion.xPosition<910700>/cim:GmlPosition.xPosition>
    <cim:GMLPostion.yPosition<962700>/cim:GmlPosition.yPosition>
    <cim:Location rdf:resource=""Location_03"">
</cim:GmlPosition>

```

A2.5 Modelo CIM/ XML de:Seccionador.

```
<cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_01">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>63</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
</cim:BaseVoltage>
<cim:VoltageLevel rdf:ID="VL_01">
    <cim:Naming.name>NOD10S61</cim:Naming.name>
    <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#Substation_01"/>
    <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage_01"/>
</cim:VoltageLevel>
<cim:Subestaction rdf:ID="Subestation_10">
    <cim:Naming.Name>AIGUE_HVMV</cim: cim:Naming.Name >
    <cim:Substation.PRSType rdf:resource="#PSRType_01">
</cim:Subestation>
<cim:Breaker rdf:ID="Switch_01">
    <cim:Naming.name>73109j001</cim:Naming.name>
    <cim:Switch.normalOpen>false</cim:Switch.normalOpen>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_01">
</cim:Breaker>
<cim:Location rdf:ID="Location_05">
    <cim:Location.PowerSystemresource rdf:resource="#Substation_01">
</cim:Location>
<cim:GmlPosition rdf:ID="CP_01">
    <cim:GMLPostion.xPosition<910700>/cim:GmlPosition.xPosition>
    <cim:GMLPostion.yPosition<962700>/cim:GmlPosition.yPosition>
    <cim:Location rdf:resource="#Location_05">
</cim:GmlPosition>
```

A2.6 Modelo CIM/ XML de: Barras.

```
<cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_01">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>63</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
</cim:BaseVoltage>
<cim:VoltageLevel rdf:ID="VL_01">
    <cim:Naming.name>NOD10S61</cim:Naming.name>
    <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#Substation_01"/>
    <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage_01"/>
</cim:VoltageLevel>
<cim:Subestaction rdf:ID="Subestation_10">
    <cim:Naming.Name>AIGUE_HVMV</cim: cim:Naming.Name >
    <cim:Substation.PRSType rdf:resource="#PSRType_01">
</cim:Subestation>
<cim:Bay rdf:ID="Bay_10">
    <cim:Naming.name>AIGUE0601</cim:Naming.name>
    <cim:Bay.MemberOf_Substation rdf:resorce="#VL_01">
    <cim:PowersystemResorce.PRSType rdf:resource="#PSRType_05">
</cim:Bay>
<cim:PRSType rdf:ID="PRSType_05">
    <cim:Naming.name>OUTGOING FEEDER</cim:Naming.name>
</cim:PRSType>
<cim:Breaker rdf:ID="Switch_01">
    <cim:Naming.name>AIGUE0601</cim:Naming.name>
    <cim:Switch.normalOpen>false</cim:Switch.normalOpen>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#Bay_01">
</cim:Breaker>
<cim:Location rdf:ID="Location_06">
    <cim:Location.PowerSystemresource rdf:resource="#Bay_01">
</cim:Location>
```

```

<cim:GmlPosition rdf:ID="CP_01">
    <cim:GMLPostion.xPosition<910700>/cim:GmlPosition.xPosition>
    <cim:GMLPostion.yPosition<962700>/cim:GmlPosition.yPosition>
    <cim:Location rdf:resource="·Location_06">
</cim:GmlPosition>

```

A2.7 Modelo CIM/ XML de: Transformador de Potencia

```

<cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_02">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>42</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
</cim:BaseVoltage>
<cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_03">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>20</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
</cim:BaseVoltage>
<cim:PowerTransformer rdf:ID="PowerTransformer_01">
    <cim:Naming.name>AIGUEY0001</cim:Naming.name>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainter rdf:resource="#Substation_01"
</cim:PowerTransformer>
<cim:TransformerWinding rdf:ID="TransformerWinding_01">
    <cim:TransformerWinding.MemberOf_PowerTransformer
rdf:resource="#powerTransformer_01"/>
    <cim:ConductingEquipment.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltaje_02"/>
    <cim:TransformerWinding.windingType
rdf:resource="http://iec.ch/TC57/2003/CIM-schemacim10#WindingType.primary"/>
    <cim:TransformerWinding.ratedKV>42</cim:TransformerWinding.ratedKV>
    <cim:TransformerWinding.ratedMVA>20</cim:TransformerWinding.ratedMVA>
    <cim:TransformerWinding.r>0.068</cim:TransformerWinding.r>
    <cim:TransformerWinding.x>1.89</cim:TransformerWinding.x>
    <cim:TransformerWinding.g>29</cim:TransformerWinding.g>

```

```

    <cim:TransformerWinding.shortTermMVA>22</cim:TransformerWinding.shortTermMVA>
  </cim:TransformerWinding>
  <cim:TransformerWinding rdf:ID="TransformerWinding_02">
    <cim:TransformerWinding.MemberOf_PowerTransformer
    rdf:resource="#PowerTransformer_01"/>
    <cim:ConductingEquipment.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage_03"/>
    <cim:TransformerWinding.windingType
    rdf:resource="http://iec.ch/TC57/2005/CIM-schemacim10#WindingType.secondary"/>
    <cim:TransformerWinding.ratedKV>20</cim:TransformerWinding.ratedKV>
    <cim:TransformerWinding.ratedMVA>20</cim:TransformerWinding.ratedMVA>
    <cim:TransformerWinding.r>0.08</cim:TransformerWinding.r>
    <cim:TransformerWinding.x>1.2</cim:TransformerWinding.x>
    <cim:TransformerWinding.g>29</cim:TransformerWinding.g>
    <cim:TransformerWinding.shortTermMVA>22</cim:TransformerWinding.shortTermMVA>
  </cim:TransformerWinding>
  <cim:Location rdf:ID="Location_08">
    <cim:Location.PowerSystemresource rdf:resource="#Powertransformer_01">
  </cim:Location>
  <cim:GmlPosition rdf:ID="CP_01">
    <cim:GMLPostion.xPosition<910700>/cim:GmlPosition.xPosition>
    <cim:GMLPostion.yPosition<962700>/cim:GmlPosition.yPosition>
    <cim:Location rdf:resource="#Location_08">
  </cim:GmlPosition>

```

A2.8 Modelo CIM/ XML de: Linea de distribución

```
<cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_02">
  <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>42</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
</cim:BaseVoltage>
<cim:Line rdf:ID="Line_70">
  <cim:Naming.Description>AIGUE0001</cim:Naming.Description>
</cim:BaseVoltage>

<cim:ACLineSegment rdf:ID="ACLine1234">
  <cim:ACLineSegment.b0ch>0.0049</cim:ACLineSegment.g0ch>
  <cim:Conductor.length>63</cim:Conductor.length>
  <cim:ACLineSegment.r>0.007875</cim:ACLineSegment.r>
  <cim:ACLineSegment.x>0.0063</cim:ACLineSegment.x>
  <cim:ConductorType rdf:resource="#CT1237">
  <cim:ACLineSegment.MemberOf_Line rdf:resource="#Line_70"/>
  <cim:ConductingEquipment.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage02"/>
</cim:ACLineSegment>
<cim:Location rdf:ID="Location_85">
  <cim:Location.PowerSystemresource rdf:resource="#Line_70">
</cim:Location>
<cim:GmlPosition rdf:ID="CP1085">
  <cim:GMLPostion.xPosition<908058.1>/cim:GmlPosition.xPosition>
  <cim:GMLPostion.yPosition<64395.6>/cim:GmlPosition.yPosition>
  <cim:GMLPosition.Location rdf:resource="#Location_85">
  <cim:GMLPosition.SequenceNumber>1</cim:GmlPositionSequenceNumber>
</cim:GmlPosition>
<cim:GmlPosition rdf:ID="CP1086">
  <cim:GMLPostion.xPosition<908574>/cim:GmlPosition.xPosition>
  <cim:GMLPostion.yPosition<63368>/cim:GmlPosition.yPosition>
  <cim:GMLPosition.Location rdf:resource="#Location_85">
```



```

    <cim:GMLPosition.SequenceNumber>2</cim:GmlPositionSequenceNumber>
</cim:GmlPosition>

```

A2.9 Modelo CIM/ XML de: Wire Arrangement

```

<cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_02">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>42</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
</cim:BaseVoltage>
<cim:ACLineSegment rdf:ID="ACLineSegment_01">
    <cim:ACLineSegment.MemberOf_Line rdf:resource="#Line_01"/>
    <cim:Conductor.length>63</cim:Conductor.length>
    <cim:ACLineSegment.r>0.007875</cim:ACLineSegment.r>
    <cim:ACLineSegment.x>0.0063</cim:ACLineSegment.x>
    <cim:ACLineSegment.b0ch>0.0049</cim:ACLineSegment.g0ch>
    <cim:Conducting.Equipment.phases>ABC</cim:ConductingEquipment.phases>
    <cim:Conductor.Conductor Type rdf:resource="#ConductorType_01">
    <cim:ConductingEquipment.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage02"/>
</cim:ACLineSegment>
<cim:WireArrangement rdf:ID="WireArrangement_01">
    <cim: WireArrangement.WireType rdf:resource="#WireType_01">
    <cim: WireArrangement.ConductorType rdf:resource="#ConductorType_01">
</cim:WireArrangement>
<cim:WireType rdf:ID="ConductorType_01">
    <cim:WireType.ampRating>493</cim:WireType.ampRating>
</cim:WireType>

```

A2.10 Modelo CIM/ XML de: Compensador

```
<cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_02">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>42</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
</cim:BaseVoltage>
<cim:VoltageLevel rdf:ID="VL_02">
    <cim:Naming.name>NOD10S62</cim:Naming.name>
    <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#Substation_01"/>
    <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage_02"/>
</cim:VoltageLevel>
<cim:Subestaction rdf:ID="Subestation_10">
    <cim:Naming.Name>AIGUE_HVMV</cim: cim:Naming.Name >
    <cim:Substation.PRSType rdf:resource="#PSRType_01">
</cim:Subestation>
<cim:Compensator rdf:ID="Compensator_01">
    <cim:Naming.Name>COMP</cim: cim:Naming.Name >
    <cim:Compensator.compensatorType rdf:resource=http://iec.ch/TC57/2003/CIM-
schema-cim10#CompensatorType.shunt/ ">
    <cim:equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resorce="#VL_2"/>
</cim:Compensator>
```

A2.11 Modelo CIM/ XML de: Compensador Estático de Reactivos

A2.11a Ejemplo de Un capacitor.

```
<cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_02">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>42</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
</cim:BaseVoltage>
<cim:VoltageLevel rdf:ID="VL_02">
    <cim:Naming.name>NOD10S62</cim:Naming.name>
    <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#Substation_01"/>
    <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage_02"/>
</cim:VoltageLevel>
```

```

<cim:Substation rdf:ID="Substation_10">
    <cim:Naming.Name>AIGUE_HVMV</cim: cim:Naming.Name >
    <cim:Substation.PRSType rdf:resource="#PSRType_01">
</cim:Substation>
<cim:StaticVarCompensator rdf:ID="StaticVarCompensator_01">
    <cim:Naming.Name>AIGUEK0680</cim: cim:Naming.Name >
    <cim:equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_2"/>
    <cim:
taticVarCompensator.capacitiveRating>900</cim:StaticVarCompensator.capacitiveRating
>
</cim:SaticVarCompensator>

```

A2.11b Ejemplo de Un reactor inductivo.

```

<cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_02">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>42</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
</cim:BaseVoltage>
<cim:VoltageLevel rdf:ID="VL_02">
    <cim:Naming.name>NOD10S62</cim:Naming.name>
    <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#Substation_01"/>
    <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage_02"/>
</cim:VoltageLevel>
<cim:Substation rdf:ID="Substation_10">
    <cim:Naming.Name>AIGUE_HVMV</cim: cim:Naming.Name >
    <cim:Substation.PRSType rdf:resource="#PSRType_01">
</cim:Substation>
<cim:StaticVarCompensator rdf:ID="StaticVarCompensator_01">
    <cim:Naming.Name>AIGUEK0680</cim: cim:Naming.Name >
    <cim:equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_2"/>

```

```

    <cim:
StaticVarCompensator.inductiveRating>900</cim:StaticVarCompensator.inductiveRating>
</cim:SaticVarCompensator>

```

A2.12 Modelo CIM/ XML de: Carga Equivalente

```

<cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_04">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>0.22</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
</cim:BaseVoltage>
<cim:VoltageLevel rdf:ID="VL_06">
    <cim:Naming.name>NOD10S78</cim:Naming.name>
    <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#Substation_205"/>
    <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage_04"/>
</cim:VoltageLevel>
<cim:Subestaction rdf:ID="Subestation_205">
    <cim:Naming.Name>AIGUE_MVLV</cim: cim:Naming.Name >
    <cim:Substation.PRSType rdf:resource="#PSRType_03">
</cim:Subestation>
<cim:PRSType rdf:ID="PRSType_03">
    <cim:Naming.name>MV/LV Substación</cim:Naming.name>
</cim:PRSType>
<cim:EquivalentLoad rdf:ID="EquipmentLoad_01">
    <cim:PowerSystemResource.MemberOf_EquipementContainer
rdf:resource="#VL_04">
    <cim:EnergyConsumer.pnom>16.57</cim:EnergyConsumer.pnom>
    <cim:EnergyConsumer.qnom>10.57</cim:EnergyConsumer.qnom>
    <cim:EnergyConsumer.powerFactor>0.967823</cim:EnergyConsumer.powerFacto
r>
    <cim:EnergyConsumer.customerCount>22</cim:EnergyConsumer.customerCount>
</cim:EquivalentLoad >

```

```

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_14">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#EnergyConsumer_01"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_2"/>
</cim:Terminal>

    <cim :ConnectivityNode rdf :ID="CN_2">
        <cim:
                                ConnectivityNode.MemberOf_EquipmentContainer
rdf:resource="#Substation_01">
</cim:ConnectivityNode>

```

Anexo 3

Se presenta las diferencias de la utilización del CIM en formato RDF y CIM/XSD, según el anexo B de la norma 61968-13

Categoría	CIM/RDF	CIM/XSD
Tecnología	RDF, RDF(S), XSD and XML	XSD and XML
Semántica	El modelo CIM y las extensiones esta modelado en RDF, describiendo la semántica del modelo CIM	Describe el formato y la Estructura del modelo del mensaje en una representación semántica CIM/XSD
Tipos de datos e instancia	Palabra	Varios tipos de datos
Formato y estructura	La estructura está definida en las normas IEC 61970-501/503 para la transferencia de modelos en el Sistema Eléctrico	Estructura XSD
Estado de desarrollo de tecnología	EL RDF es una recomendación del W3C	El esquema XML es una recomendación del W3C
Tecnología y aceptación de soporte	Se continua desarrollando y modificando. • Requiere Tiempo para que sea aceptado. • Herramientas limitadas para apoyo. • Ha evolucionado	Amplia Aceptación • Fácil de Usar • Soporte y estándares de apoyo(XSLT) • Varias herramientas de apoyo
Carpeta Base	EL RDF es una representación del modelo CIM UML	EL XSD es una representación del modelo CIM UML
Clases CIM	Representado como un elemento con el nombre y la clase CIM identificado por rdf(ID). • Definido por una clase identificadora única.	Definido por una clase identificadora única.
Atributos CIM	Representa con el atributo del elemento de un CIM	Definido como elemento local
Relaciones CIM	Representa como el elemento tiene una referencia con otra clase	Estructura flexible se puede utilizar para • Contención • Referencia • Referencia con llave
Generación de Esquema de mensaje	No disponible de una representación directa del esquema RDF; Identificar manualmente y clases atributos para el esquema de mensajes	Los mensajes se modelan mediante la utilización del modelo UML, generándose automáticamente mediante funciones definidas previamente por el usuario

Continúa Tabla

Continúa Tabla

Categoría	CIM/RDF	CIM/XSD
Tecnología	RDF, RDF(S), XSD and XML	XSD and XML
Estructura de esquema de mensaje	Una vez que el mensaje es definido, no existe una conexión programada entre el mensaje y el archivo de base CIM. (El archivo es generado pero no puede ser validado). Algunas definiciones del CIM no son realizadas mediante esquemas, y las definiciones pueden repetirse en cada esquema.	Se proporciona opciones para la estructura del mensaje, por lo que el CIM es fácilmente compatible con versiones anteriores.
Nivel de validación de Esquema	La validación esta realizada para el modelo de intercambio de datos (Validación de tipos de datos no esta incluido). La relación no pueden ser validadas mediante XSD.	El esquema de mensajes proporciona la validación a nivel del esquema, se puede comprobar ya sea por contención o por referencia de teclas (Programación automática)
Requerimiento de validación de esquema	La validación es por medio de la selección de la clase o atributo y se incluirá en el esquema. El esquema de validación deberá ser modificada a medida que hayan nuevos atributos o clases(Incluso en clases ya existentes)	Todos los atributos del Cim incluyen en el diseño como elementos opcionales. Los elementos son comprobados mediante XSLT
Reglas de Validación de Negocios	No disponible	Reglas de Negocios esta definida usando el XSLT

La comparación entre el RDF (Resource Description Framework) y XSD (XML Schema Definition) es realizado por TC57 (TC57, 2006). El CIM, la sintaxis RDF se utiliza para los modelos de distribución y la sintaxis XSD se utiliza para cargas de los mensajes

Tabla A3.1: Comparación entre CIM/XML y CIM/XSD.
Fuente [21]: Comparison between CIM RDF and CIMXSD.

Anexo 4

En la tabla A4.1 se presenta los verbos utilizados para la creación de mensajería con su respectivo significado según la norma IEC 61968-1.

Verbo Propuesto	Significado	Cuerpo de Mensaje	Verbo OAG
Crear	CREAR Solicitud de inicio para crear documento. El sistema principal responde la solicitud con el verbo CREADO o puede responder utilizando el verbo respuesta indicando si la solicitud ha sido procesada con éxito o no.	Todas las secciones (Dato requerido para crear un documento)	Crear. Añadir. Cargar
Cambiar	CAMBIO Publica la solicitud del cambio del información basada en el mensaje. El sistema puede responder de forma automática con el verbo CAMBIADO para notificar o puede utilizar el verbo RESPUESTA indicando el éxito o el fracaso de la información procesada.	Todas las secciones (Claves Datos a cambiar)	Cambio. Asignar. Emisión. Proceso. Recibir. Transferencia. Actualización. Cambio de datos de forma especifica puede realizarse también con Estado del Documento (DocumentStatus)

Continúa tabla

Verbo Propuesto	Significado	Cuerpo de Mensaje	Verbo OAG
Cancelar	<p>CANCELAR Publica la solicitud para cancelar el documento.</p> <p>El sistema responderá con el verbo CANCELADO o RESPUESTA indicando el éxito o el fracaso de la información procesada.</p> <p>Se responderá con el verbo CANCELAR cuando el documento no es valido debido a un error</p>	Encabezado de información + contenido del mensaje	Cancelar
Cerrar	<p>CLOSE se utiliza para cerrar un documento.</p> <p>El sistema principal notifica con los verbos CERRADO o RESPUESTA indicando el éxito o el fracaso de la información procesada.</p> <p>el verbo CERRAR se lo utiliza cuando el documento a finalizado su ciclo de vida exitosa.</p>	Encabezado de información + contenido del mensaje	N/A
Borrar	<p>BORRAR se utiliza para eliminar un documento.</p> <p>El sistema principal notifica con los verbos SHAKIRA o BORRAR indicando el éxito o el fracaso de la información procesada.</p> <p>el verbo BORRAR se lo utiliza cuando el documento a ya no debe mantenerse en el sistema integrado.</p>	Encabezado de información + contenido del mensaje	N/A

Continúa Tabla

Verbo Propuesto	Significado	Cuerpo de Mensaje	Verbo OAG
Obtener (Get)	OBTENER se utiliza para obtener el dato actual de un documento. El sistema principal notifica con los verbo el verbo MOSTRAR indicando que el documento esta disponible. Si el sistema responde mediante el verbo RESPONDER indica que el documento solicitado no esta disponible	Uno o mas documentos clave	Obtener. ObtenerLista.
Creado	El verbo CREADO se lo utiliza en respuesta al verbo CREAR, notificando la creación del documento	Todas las Secciones	SYNC
Cambiado	El verbo CAMBIADO se lo utiliza para publicar el cambio de un documento. No hay necesidad de responder a este tipo de mensajes	Encabezado de información + contenido del mensaje	SYNC
Cerrado	El verbo CERRADO se lo utiliza para publicar el cierre del documento mediante un proceso normal. No hay necesidad de responder a este tipo de mensajes	Encabezado de información + contenido del mensaje	N/A
Cancelado	El verbo CANCELADO se utiliza para publicar la cancelación del Documento. No hay necesidad de responder a este tipo de mensajes	Encabezado de información + contenido del mensaje	N/A
Borrado	El verbo BORRADO se utiliza para notificar que el documento ha sido borrado. No hay necesidad de responder a este tipo de mensajes.	Encabezado de información + contenido del mensaje	N/A

Continúa Tabla

Verbo Propuesto	Significado	Cuerpo de Mensaje	Verbo OAG
Mostrado	El verbo MOSTRAR se lo utiliza para publicar el estado actual del documento solicitado. No hay necesidad de responder a este tipo de mensajes	todas las secciones	Mostrar. Lista.
Respesta	El verbo RESPUESTA se lo utiliza para crear, modificar, borrar cancelar o cerrar un documento, este tipo de verbo tiene una respuesta específica (éxito o no). No hay necesidad de responder a este tipo de mensajes.	Encabezado de información + contenido del mensaje+ confirmación+ alternativas (opcional)	ACKNOWLEDGE, CONFIRM, RESPOND
Suscrito	El verbo SUSCRIPCION se lo utiliza para notificar que el documento esta cambiando, implica que el sistema no notificara con el verbo CAMBIADO	Encabezado de información + contenido del mensaje	N/A
Unsuscrito	el verbo UNSUSCRIPCION se utiliza para notificar al sistema que el documento ya no va ha estar modificándose.	Encabezado de información + contenido del mensaje	N/A

Tabla A4.1: Verbos comunes utilizados.

Fuente [18]: Commonly used Verbs.

En la table A.4.2 se muestra las equivalencias de verbos utilizados en OAG(multispeak), a sus equivalentes en IEC.

Verbo OAG	Significado	IEC 61968 serie equivalente
Añadir	Solicitud para crear un nuevo documento (duplicar la información en el mensaje)	Crear
Crear	Una solicitud para el componente de recepción para crear un nuevo documento (interno) en base a 0 o más campos en el mensaje.	Crear
enviar	Solicitud de recepción para copiar el documento en su archivo del sistema.	Mostrar tipo de cambio específico
Cambiar	Petición del receptor de actualizar el campo del mensaje enviado.	Cambiar
Actualizar	Notificación de receptor ha producido un evento. No es necesario responder a este mensaje	Un tipo de cambio específico
Conocimiento	Respuesta genérica para los verbos.	Respuesta
Obtener lista	Solicitud de múltiples documentos	Sustituido por Obtener
Lista	Respuesta a Obtener lista.	Mostrar tipo de cambio específico
Obtener	Solicitud de los detalles del documento suscrito en el mensaje.	Obtener
Mostrar	Respuesta a Obtener.	Mostrar
Cancelar	Solicitud para el componente de recepción cancele el documento suscrito en el mensaje	Cancelar
Sync	verbo utilizado para el cambio del valor en todos los sistemas	Creado. Cambiado

Tabla A4.1: Verbos comunes utilizados.
Fuente [18]: Commonly used Verbs.

Anexo 5

En la tabla A5.1 se muestran las funciones específicas que realiza cada uno de los componentes de un DMS.

Funciones de Negocio	Funciones de Sub-Negocios	Componentes Abstractos
Funcionamiento de la Red (NO) (Refer to future IEC 61968-3)	Monitoreo del funcionamiento de la red (NMON)	Supervision del estado de la Subestacion Electrica
		Supervision del estado de la Red
		Supervision de Acciones de Cambio de estado de la Red
		Gestion de Datos obtenidos desde los sistemas SCADA y Sistemas de Medición
		Gestion de Datos Obtenidos a traves de los sistemas de Operación (Equipos de Campo, Clientes, Interrupciones Programadas y no Programadas)
		Supervision de Alarmas
		Registro de Operación y eventos
		Supervision de Climats (Deteccion de descargas atmosfericas)
	Control de Red (CTL)	Control de Accesos de Usuarios
		Controles Automaticos: Proteccion (Limpieza de Fallas) Seccionador de Areas Voltaje Local / Control de Potencia Reactiva
		Control Asistido:
		Control Remoto de disyuntores
		Desconexion de carga
		Reduccion de voltaje
		Control Local a traves de equipos de campo
		Gestion de documentos de seguridad
		Comprobacion de seguridad y enclavamientos
		Coordinacion de incidentes

Continúa Tabla

Continuación Tabla

Funciones de Negocio	Funciones de Sub-Negocios	Componentes Abstractos
Funcionamiento de la Red (NO) (Refer to future IEC 61968-3)	Gestion de Fallas(FLT)	Manejo de Llamadas de reclamos de clientes (LV red)
		analisis de proteccion de la red
		Ubicación de fallas mediante los detectores / llamadas de localizacion
		Evaluacion de restauracion de Servicio
		Informacion de Incidentes al Cliente
	Analisis de Operación de Reestablecimiento de red (OFA)	Analisis de Operaciones-Erroneas de la red
		Analisis de fallos de la red
		Analisis de Indices de Calidad
		Historial de Funcionamiento de Dispositivos
		Revision Posterior a la Perturbación
	Estadisticas de Operación y presentacion de Informes(OST)	Informacion de Mantenimiento
		Informacion para Planificacion
		Informacion para el Control de Gestion
	Calculo de Red en tiempo Real (CLC)	Estimacion de Carga
		Analisis de comercializacion de energia
		Flujo de Potencia
		Analisis de fallas de corriente
		Ajustes de reles de proteccion.
	Entrenamiento de Despacho de energia (TRN)	Simulacion de SCADA

Continúa Tabla

Continuación Tabla

Funciones de Negocio	Funciones de Sub-Negocios	Componentes Abstractos
Records and asset management (AM) (Refer to future IEC 61968-4)	Inventario de Subestacion y Redes(EINV)	Carracteristicas de Equipos
		Modelo de Conectividad
		Monitoreo de Subestacion
		Base de Datos de Telecontrol
	Inventario Geográfico (GINV)	Monitoreo de Redes
		Mapas Cartograficos
	Planificación de Inversiones de Activos (AIP)	Estrategias de Mantenimiento
		Planificaicon de Ciclo de Vida
		Analisis centrado de confiabilidad
		Diseño de Ingenieria y Estandares
		Medicion de Rendimiento
		Gestion de Riesgo
		Gestion Medioambiental
		Desiciones de Soporte
		Asignacion de Presupuestos
		Planes de Trabajo de Manenimiento
		Gestion de Grupos de Mantenimiento (Listas)
		Historial de Fallas de Activos
		Desempeño Financiero de Activos
		Clasificacion Termicas de Equipos de Red y Líneas

Continúa Tabla

Continuación Tabla

Funciones de Negocio	Funciones de Sub-Negocios	Componentes Abstractos
Planificación Operativa y Optimización (OP) (Refer to future IEC 61968-5)	Simulación de Operación de la Red (SIM)	Prevision de carga
		Flujos de Potencia
		Analisis de contingencia
		Analisis de cortocircuitos
		Flujos de Potencia optimos
		Evaluacion de restauracion de suministro
		Simulacion de accionamiento de disyuntores
		Simulador de insidentes
		Analisis del Pronostico del clima
		Analisis de riesgo de incendios
		Carracteristicas termicas de los equipos de red y lineas
	Programación de accionamiento de interrupcion/Programacion de trabajos de Operacion (SSC)	liberacion /enclavamiento automatico de interruptores (Programacion de comandos)
		Analisis de miembros de cuadrillas de trabajo, carga de trabajo, programacion de ordenes de trabajo
		Analisis de interrupcion al cliente y informacion
	Programacion de importacion de energia y optimizacion(IMP)	

Continúa Tabla

Continuación Tabla

Funciones de Negocio	Funciones de Sub-Negocios	Componentes Abstractos
Mantenimiento y Construcción (MC) (Refer to future IEC 61968-6)	Mantenimiento e Inspección (MAI)	Gestion de Programas de Mantenimiento
		Grupos de Cuadrillas y de Mantenimiento
		Gestion de Grupos de Mantenimiento (listaçs)
		Gestion de Lecturas de Inspección
		Gestion de historicos de Mantenimiento
		Historial de fallos de Activos
		Seguimiento del Estado de la Orden de Trabajo
		Orden de Ciere de Trabajo
		Control Financiero
	Diseño y Construcción (CON)	Flujo de Trabajo
		Diseño de Trabajo
		Estimaciñon de Costos de Trabajo
		Gestion de Flujo de Trabajo
		Seguimiento de estado de Orden de Trabajo
		Cierre de Trabajo
		Control Financiero
	Horarios de Trabajo (SCHD)	Planificacion de Trabajo
		Gestion de Cuadrillas
		Gestion de Vehiculos
		Gestion de Equipos
		Coordinacion de Materiales
	Registro de Información de Campo (FRD)	Gestion de permisos
		Diseño de Campo
		Resultados de Inspeccion de Campo
		Registro de Ingreso de cuadrillas
	Despacho de Trabajo (DSP)	Material Existente
		Seguimiento del Trabajo en Campo
		Comunicaicon en Tiempo Real
		Supervicion de tiempos de Ejecución

Continúa Tabla

Continuación Tabla

Funciones de Negocio	Funciones de Sub-Negocios	Componentes Abstractos
Planificación de extensión de la red eléctrica (NE) (Refer to future IEC 61968-7)	Cálculos de la Red (NCLC)	Previsión de carga
		Flujos de potencia
		Análisis de contingencias
		Análisis de cortocircuitos
		Flujos de potencia óptimos
		Cálculo de pérdidas de energía
		Perfiles de voltaje en alimentadores
	Supervisión de construcción (CSP)	Costo de construcción
	Definición de proyecto (PRJ)	Dirección de obra
		Aprobación de capital
Servicio al Cliente (CS) (Refer to future IEC 61968-8)	Servicio al Cliente (CSRV)	Cumplimiento de seguridad
		Conformidad técnica
		Cumplimiento de Normativa
		Solicitud de Servicio
		Consultas de Facturación
		Estado de Trabajo
		Consultas de Servicio en Línea (Web, VRU (Voice Response Unit)...))
	Gestión de Llamadas (Problemas en Suministro de Energía Eléctrica) (TCM)	Conexión de Clientes
		Conexión / Desconexión
		Contratos de Nivel de Servicio
		Llamadas por interrupciones de Servicio
		Calidad de Energía
		Notificaciones de Interrupciones Planificadas
		Medios de Comunicación
Lectura de Medición y Control (MR) (Refer to future IEC 61968-9)	Lectura de Medición (RMR)	Índices de Rendimiento
		Restauración y Confirmación de Servicio
		Historial de Interrupciones
	Control de Carga (LDC)	Características de Carga
		Medidores de Consumo
		Factores de Calidad
		Seteo de Telemedidores
		Aplicación de Tarifa Dinámica
		Regulación de Potencia

Continúa Tabla

Continuación Tabla

Funciones de Negocio	Funciones de Sub-Negocios	Componentes Abstractos
Externo hacia el DMS (EXT) (Refer to future IEC 61968-10)	Control de Energia y comercializacion de energia(EMS)	Transmisión
		Generación
		Comercializacion de energia
	Venta de Energia(RET)	Comercializacion y venta
		Liquidacion
		Registro de Clientes
		Diversificacion de Lineas de Productos
		Gestion de Cartera
	Cadena de suministro y logistica (SC)	Procura
		Gestion de Contratacion
		Logistica de Bodejas
		Gestion de Materiales
	Administracion de Cuentas de Clientes (ACT)	Estados de Credito
		Historial de Interrupcion
		Credito y cobranzas
		Facturacion y pago
		Perfiles de Clientes
	Financiero(FIN)	Actividades Basadas en Gestion
		Cuentas por Pagar
		Cuentas por Cobrar
		Pronosticos
		Presupuesto
		Contabilidad General
		Regulacion de Cuentas
		Contabilidad Fiscal
		Tesoreria
		Apoyo de desiciones
		Indicadores de Rendimiento
		Planificacion Estrategica
		Desarrollo de Negocios
		Presupuesto
		Relaciones Regulatorias

Continúa Tabla

Continuación Tabla

Funciones de Negocio	Funciones de Sub-Negocios	Componentes Abstractos
Externo hacia el DMS (EXT) (Refer to future IEC 61968-10)	Locales(PRM)	Direccion
		Origen de Subestacion
		Informacion de Medicion
		Derechos de vias y conseciones
		Administracion de Bienes inmuebles
	Recursos Humanos (HR)	Informes de Seguridad y Salud
		Rol de Pagos
		Administracion de Seguridad
		Entrenamiento
		Calificaciond e seguimeinto
		Informacion sobre cambios de hora
		Administraciond e Beneficios
		Rendimiento de empleados, revision y compensacion.
		Reclutamiento de personal

Tabla A5.1: Funciones específicas de las aplicaciones utilizadas.

Fuente [18]: Interface Reference Model.

Anexo 6

Mapeo de modelo IEC 61850 e IEC 61968.

Los modelos UML de la norma 61968 tienen sus similares en la norma IEC 61850, sin embargo los modelos utilizados en la IEC 61850 se encuentran en formato SCL motivo por el cual se debería realizar una conversión de formatos, se recomienda la utilización del OWL como se muestra en la Fig A6.1 para relacionar los conceptos del modelo funcional a su homólogo en CIM.

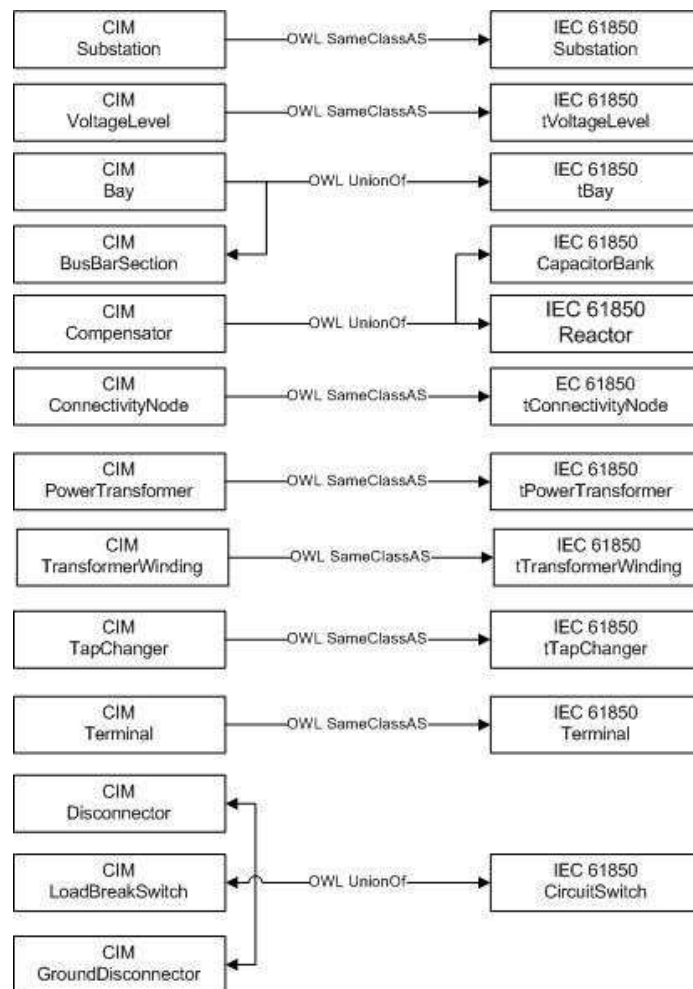


Tabla A. 6.1 Mapeo de Clases entre la IEC 61850/IEC 61968.

Fuente: [6], Semantic Mapping Between Information Models

Los pasos para realizar la armonización entre normas se lo detalla a continuación.

- 1.- Obtener los archivos OWL de las clases descritas en la fig A6.1, el convertidor lee el archivo estandarizado de los metadatos y asigna automáticamente su clase equivalente.
- 2.- Los sistemas SCADAS basadas en las norma 61850-6 genera el archivo SCD, el archivo SCD se encuentra en archivo XML describiendo los datos relacionados de los equipos para su fácil comprensión.
- 3.- EL sistema SCADA genera el archivo CIM/XML basado en el SCD.
- 4.- El sistema SCADA utiliza las reglas del formato OWL para resolver los problemas de los conflictos de nombres.
- 5.- El desarrollador del programa deberá verificar la existencia de la coherencia de los nombres.
- 6.- Se actualiza las relaciones de clases y conflictos en el caso que se haya encontrado.
- 7.- El sistema de interface genérica actualiza el modelo CIM.
- 8.- Se coordina los tiempo de ejecución (tasas de votación, tamaño de buffer, tiempos de espera de comunicaciones).

Anexo 7

En la tabla A7.1 se muestran los atributos en multispeak y sus equivalentes en el Modelo de Información Común.

Atributo MultiSpeak	Atributo CIM	Comentarios
N/A Los verbos están incluidos como parte de la operación del procesos (borrar, cambiar, actualizar, respuesta)	Verbo	Identifica la acción a realizarse
N/A, los sustantivos están incluidos como parte de la operación del proceso.	Sustantivo	Identifica el tipo de carga a realizarse
Versión Menor Versión Mayor Construcción Ampliación	Revisión	Para tener un mejor seguimiento de los atributos, mientras van cambiado o actualizando la versión de software se le concatena el numero de la revisión al final del dato.
Origen de Aplicación Versión de aplicación Compañía	Fuente	Identifica la fuente del mensaje mediante la aplicación de un ID del sistema o organización, por que la versión del multispeak concatena los datos rigen de la aplicación, versión de la aplicación y se le asigna a este campo.
Identificación del mensaje	Repetición de mensaje (Ninguno, Creado)	se identifica con un la generación con un numero al azar, cuando el mensaje han sido creado en menos de un día y no ha tenido todavía una respuesta
Marca de Tiempo	Marca de tiempo	Registro de tiempo indicando la hora precisa en la que fue creada
Identificación de la transacción (el tipo de transacción no esta incluido en el encabezado del mensaje, sino que esta incluido dentro de la operación del mensaje)	Identificación de correlación	Se suministra una correlación, para que el cliente pueda relacionar la respuesta con el respectivo mensaje.
Identificación de Auditoria N/A	Usuario (Identificación de Usuario, Organización)	Es utilizado para generar permisos en el sistema según el perfil del usuario, teniendo así un registro cronológico de las acciones tomadas por el personal humano.

Continúa tabla

Continuación Tabla

Atributo MultiSpeak	Atributo CIM	Comentarios
la ubicación del URL no esta definido en el encabezado del mensaje, sino solo en las aquellas operaciones que lo necesiten	Respuesta de dirección	La respuesta del URL no es parte del encabezado del mensaje en el protocolo de comunicación Multispeak, pero se le puede asigna una respuesta de la dirección
N/A	Comentario	Campo utilizado, para realizar una breve descripción de la función
Contexto	Contexto	Indica el modelo del mensaje, por ejemplo Solicitud, Respuesta
N/A (La necesidad de reconocimiento es inherente a la definición de las operaciones y no se incluye en la cabecera del mensaje)	Reconocimiento Requerido	Un sistema de visualización indica el reconocimiento debe ser enviado por el sistema de llamada
N/A	Propiedades (nombre Valor)	Una manera de extensión de atributos, que es una manera opcional para atributos que no están incluidos en la norma IEC 61968-100
Identificación de Usuario	N/A	Es una autenticación por parte del sistema que verifica parámetros de envío de los mensajes (Quien envió el mensaje)
Contraseña	N/A	Es una autenticación por parte del sistema que verifica parámetros de envío de los mensajes (Quien envió el mensaje)
Generación de código predeterminado	N/A	Se utiliza la ISO 4217 para la transacción
Unidades CS Nombre de Coordinador de Sistema Autorización del sistema por medio de coordenadas Sistema de autorización de códigos DATUM		Elementos utilizados para la ubicación de elementos por medio de coordenadas geográficas, enviando las coordenadas CS y DATUM el sistema deberá estar en la capacidad de interpretar los datos de las coordenadas recibidos.

Continúa tabla

Continuación Tabla

Atributo MultiSpeak	Atributo CIM	Comentarios
Identificación de Sesión Identificación de sesión previa		Son sistemas que están fuertemente acoplados como por ejemplo el DMS y los SIG, con la finalidad de tener un seguimiento del proceso se lo realiza mediante una identificación e sesión previa.
Objetos Restantes envió por ultima vez		Es un sistema para la verificación de la información entre sistemas, el envió de la información se envía con un atributo adicional en el encabezado del mensaje para que la aplicación que este receptando envíe ese encabezado para seguir intercambiando la información de una entre los sistemas correctos
Identificación e registro		El sistema registra los datos que se están solicitando , para ser publicados previamente (trazabilidad de la información)
Auditoria de contraseñas		Se utiliza para identificar si el usuario es un humano y no es un ataque cibernético
Algún Atributo	Algún elemento	

Tabla A7.1: Atributos en multispeak y sus equivalentesen CIM

Anexo 8

Ejemplo del modelo descrito en lenguaje CIMRDF de la línea de distribución de la S/E Rio Coca hacia la S/E El Bosque.

```
<cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_01">
  <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>6.3</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
</cim:BaseVoltage>
  <cim:VoltageLevel rdf:ID="VL_01">
    <cim:Naming.name>VL_6.3_1</cim:Naming.name>
    <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#Substation_RioCoca"/>
    <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage_01"/>
  </cim:VoltageLevel>
  <cim:VoltageLevel rdf:ID="VL_02">
    <cim:Naming.name>VL_42_2</cim:Naming.name>
    <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#Substation_RioCoca"/>
    <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage_01"/>
  </cim:VoltageLevel>
  <cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_02">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>42</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
  </cim:BaseVoltage>
  </cim:VoltageLevel>
    <cim:Substation rdf:ID="Substation_RioCoca">
      <cim:Naming.name>AIGUE_HVMV</cim:Naming.name>
      <cim:PowerSystemResource.PSRType rdf:resource="#PSRType_RioCoca">
    </cim:Substation>
    <cim:PSRType rdf:ID="PSRType_RioCoca">
      <cim:Naming.name>HV/MV Substation</cim:Naming.name>
    </cim:PSRType>
    <cim:Location rdf:ID="Location_RioCoca"/>
      <cim:Location.PowerSystemResource rdf:resource="#Substation_RioCoca">
```

</cim:Location>

<cim:CoordinatePair rdf:ID="CP001">

<cim:CoordinatePair.xPosition>763593</cim:CoordinatePair.xPosition>

<cim:CoordinatePair.yPosition>172693</cim:CoordinatePair.yPosition>

<cim:CoordinatePair.Location rdf:resource="#Location_RioCoca"/>

</cim:CoordinatePair>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_01">

<cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#BusbarSection_RioSecoya"/>

<cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_01"/>

</cim:Terminal>

<cim:ConnectivityNode rdf:ID="CN_01">

<cim:ConnectivityNode.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_01">

</cim:ConnectivityNode>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_02">

<cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Breaker_BreakerE"/>

<cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_01"/>

</cim:Terminal>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_03">

<cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Breaker_BreakerF"/>

<cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_01"/>

</cim:Terminal>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_04">

<cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Breaker_BreakerG"/>

<cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_01"/>

</cim:Terminal>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_05">

<cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Breaker_BreakerH"/>

<cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_01"/>

</cim:Terminal>

```

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_06">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment
rdf:resource="#Breaker_BreakerCompensator"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_01"/>
</cim:Terminal>
<cim:Bay rdf:ID=" BusbarSection_RioSecoya">
    <cim:Naming.name>BUSBARR002</cim:Naming.name>
    <cim:Bay.MemberOf_Substation rdf:resource="#VL_01">
    <cim:PowersystemResorce.PRSType rdf:resource="#PSRType_01">
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_01"/>
</cim:Bay>
<cim:PRSType rdf:ID="PRSType_01">
    <cim:Naming.name>OUTGOING FEEDER</cim:Naming.name>
</cim:PRSType>
<cim:Breaker rdf:ID="Switch_152_S2">
    <cim:Naming.name>152-S2</cim:Naming.name>
    <cim:Switch.normalOpen>>false</cim:Switch.normalOpen>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#
BusbarSection_RioSecoya ">
</cim:Breaker>
<cim:Location rdf:ID="Location_01">
    <cim:Location.PowerSystemresource rdf:resource="# BusbarSection_RioSecoya">
</cim:Location>
<cim:GmlPosition rdf:ID="CP_01">
    <cim:GMLPostion.xPosition<910700>/cim:GmlPosition.xPosition>
    <cim:GMLPostion.yPosition<962700>/cim:GmlPosition.yPosition>
    <cim:Location rdf:resource="#Location_01">
</cim:GmlPosition>

```

```

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_07">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# Switch_152_S2"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_02"/>
</cim:Terminal>
<cim :ConnectivityNode rdf :ID="CN_02">
    <cim:ConnectivityNode.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_01
</cim:ConnectivityNode>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_08">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#TW_01"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_02"/>
</cim:Terminal>

<cim:PowerTransformer rdf:ID="Transfo_01">
    <cim:Naming.name>AIGUEY0001</cim:Naming.name>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainter
rdf:resource="#Substation_RioSecoya">
</cim:PowerTransformer>
<cim:Location rdf:ID="Location_2">
    <cim:Location.PowerSystemResource rdf:resource="#Transfo_01">
</cim:Location>
<cim:CoordinatePair rdf:ID="CP002">
    <cim:CoordinatePair.xPosition>763763</cim:CoordinatePair.xPosition>
    <cim:CoordinatePair.yPosition>172863</cim:CoordinatePair.yPosition>
    <cim:CoordinatePair.Location rdf:resource="#Location_2"/>
</cim:CoordinatePair>

```

```

<cim:TransformerWinding rdf:ID="TW_01">
  <cim:Naming.name>AIGUEY0001_TW1</cim:Naming.name>
  <cim:TransformerWinding.g>30.413794</cim:TransformerWinding.g>
  <cim:TransformerWinding.r>0</cim:TransformerWinding.r>
  <cim:TransformerWinding.ratedKV>42</cim:TransformerWinding.ratedKV>
  <cim:TransformerWinding.ratedMVA>20</cim:TransformerWinding.ratedMVA>
  <cim:TransformerWinding.shortTermMVA>22</cim:TransformerWinding.shortTe
rmMVA>
  <cim:TransformerWinding.windingType
rdf:resource="http://iec.ch/TC57/2003/CIM-schemacim10WindingType.primary"/>
  <cim:TransformerWinding.x>0</cim:TransformerWinding.x>
  <cim:TransformerWinding.MemberOf_PowerTransformer
rdf:resource="#Transfo_01"/>
  <cim:ConductingEquipment.BaseVoltage rdf:resource="#VL_01"/>
</cim:TransformerWinding>
<cim:TransformerWinding rdf:ID="TW_02">
  <cim:Naming.name>AIGUEY0001_TW2</cim:Naming.name>
  <cim:TransformerWinding.g>6.8965516</cim:TransformerWinding.g>
  <cim:TransformerWinding.r>0</cim:TransformerWinding.r>
  <cim:TransformerWinding.ratedKV>20</cim:TransformerWinding.ratedKV>
  <cim:TransformerWinding.ratedMVA>20</cim:TransformerWinding.ratedMVA>
  <cim:TransformerWinding.shortTermMVA>22</cim:TransformerWinding.shortTe
rmMVA>
  <cim:TransformerWinding.windingType
rdf:resource="http://iec.ch/TC57/2003/CIM-schemacim10WindingType.secondary"/>
  <cim:TransformerWinding.x>0</cim:TransformerWinding.x>
  <cim:TransformerWinding.MemberOf_PowerTransformer
rdf:resource="#Transfo_01"/>
  <cim:ConductingEquipment.BaseVoltage rdf:resource="#VL_02"/>

```

```

</cim:TransformerWinding>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_09">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Tw_02"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_03"/>
</cim:Terminal>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_09">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#TW_02"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_03"/>
</cim:Terminal>

<cim :ConnectivityNode rdf :ID="CN_03">
    <cim:ConnectivityNode.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_02
</cim:ConnectivityNode>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_10">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# Switch_52-P2"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_03"/>
</cim:Terminal>

<cim:Breaker rdf:ID=" Switch_52-P2">
    <cim:Naming.name>52-P2</cim:Naming.name>
    <cim:Switch.normalOpen>>false</cim:Switch.normalOpen>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_02">
</cim:Breaker>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_11">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# Switch_52-P2"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_04"/>
</cim:Terminal>

<cim :ConnectivityNode rdf :ID="CN_04">
    <cim:ConnectivityNode.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_02
</cim:ConnectivityNode>

```

```

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_12">
  <<cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# Switch_89P2"/>
  <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_04"/>
</cim:Terminal>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_13">
  <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# GroundSwitch_89PE2"/>
  <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_04"/>
</cim:Terminal>

<cim:Breaker rdf:ID=" Switch_89P2">
  <cim:Naming.name>89P2</cim:Naming.name>
  <cim:Switch.normalOpen>>false</cim:Switch.normalOpen>
  <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_02">
</cim:Breaker>

<cim:Breaker rdf:ID=" GroundSwitch_89PE2">
  <cim:Naming.name>89P2</cim:Naming.name>
  <cim:Switch.normalOpen>>false</cim:Switch.normalOpen>
  <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_02">
</cim:Breaker>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_14">
  <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# Switch_89P2"/>
  <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_05"/>
</cim:Terminal>

<cim:ConnectivityNode rdf:ID="CN_05">
  <cim:ConnectivityNode.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_02">
</cim:ConnectivityNode>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_15">

```



```

    <<cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# Switch_89B"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_05"/>
  </cim:Terminal>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_16">
  <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# GroundSwitch_89R22"/>
  <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_05"/>
</cim:Terminal>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_17">
  <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# Switch_52R22"/>
  <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_05"/>
</cim:Terminal>

<cim:Breaker rdf:ID=" Switch_89B">
  <cim:Naming.name>89B</cim:Naming.name>
  <cim:Switch.normalOpen>>false</cim:Switch.normalOpen>
  <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_02">
</cim:Breaker>

<cim:Breaker rdf:ID=" GroundSwitch_89R22">
  <cim:Naming.name>89R22</cim:Naming.name>
  <cim:Switch.normalOpen>>false</cim:Switch.normalOpen>
  <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_02">
</cim:Breaker>

<cim:Breaker rdf:ID=" Switch_52R2">
  <cim:Naming.name>52R2</cim:Naming.name>
  <cim:Switch.normalOpen>>false</cim:Switch.normalOpen>
  <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_02">
</cim:Breaker>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_18">
  <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# Switch_52R2"/>
  <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_06"/>

```

```

    </cim:Terminal>
<cim :ConnectivityNode rdf :ID="CN_06">
    <cim:ConnectivityNode.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_02
</cim:ConnectivityNode>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_19">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#ACLS_0216_1"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_06"/>
    </cim:Terminal>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_20">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# GroundSwitch_89R21"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_06"/>
</cim:Terminal>

<cim:Breaker rdf:ID=" GroundSwitch_89R21">
    <cim:Naming.name>89R21</cim:Naming.name>
    <cim:Switch.normalOpen>>false</cim:Switch.normalOpen>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_02">
</cim:Breaker>
<cim:Line rdf:ID="Line_RioCoca/ElBosque">
    <cim:Naming.description>AIGUE0216</cim:Naming.description>
    <cim:PowerSystemResource.Location rdf:resource="#Location_02">
</cim:Line>
<cim:Location rdf:ID="Location_02">
    <cim:Location.PowerSystemResource rdf:resource="#Line_RioCoca/ElBosque">
</cim:Location>
<cim:CoordinatePair rdf:ID="CP0002">
    <cim:CoordinatePair.xPosition>763577.7</cim:CoordinatePair.xPosition>
    <cim:CoordinatePair.yPosition>172692.7</cim:CoordinatePair.yPosition>
<cim:CoordinatePair.Location rdf:resource="#Location_02"/>
</cim:CoordinatePair>
<cim:CoordinatePair rdf:ID="CP0003">

```

```

    <cim:CoordinatePair.xPosition>763542.3</cim:CoordinatePair.xPosition>
    <cim:CoordinatePair.yPosition>172718.7</cim:CoordinatePair.yPosition>
    <cim:CoordinatePair.Location rdf:resource="#Location_02"/>
  </cim:CoordinatePair>

  <cim:CoordinatePair rdf:ID="CP0004">
    <cim:CoordinatePair.xPosition>763608.4</cim:CoordinatePair.xPosition>
    <cim:CoordinatePair.yPosition>172802.7</cim:CoordinatePair.yPosition>
    <cim:CoordinatePair.Location rdf:resource="#Location_02"/>
  </cim:CoordinatePair>

  <cim:ACLineSegment rdf:ID="ACLS_0216_1">
    <cim:ACLineSegment.MemberOf_Line
    rdf:resource="#Line_RioCoca/ElBosque"/>
    <cim:ConductingEquipment.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage02"/>
    <cim:Conductor.length>3.05</cim:Conductor.length>
    <cim:ConductorType rdf:resource="ConductorType_1">
    <cim:ACLineSegment.r>0.2</cim:ACLineSegment.r>
    <cim:ACLineSegment.x>0.1</cim:ACLineSegment.x>
    <cim:ACLineSegment.b0ch>449</cim:ACLineSegment.g0ch>
  </cim:ACLineSegment>

  <cim:ConductorType rdf:ID="ConductorType_1"/>
  <cim:WireArrangement rdf:ID="WireArrangement_1">
    <cim: WireArrangement.WireType rdf:resource="#WireType_1">
    <cim: WireArrangement.ConductorType rdf:resource="#ConductorType_1">
  </cim:WireArrangement>

  <cim:WireType rdf:ID="WireType_1">
    <cim:WireType.ampRating>258.225006</cim:WireType.ampRating>
  </cim:WireType>

  <cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_04">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>6.3</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>

```

```

</cim:BaseVoltage>
    <cim:VoltageLevel rdf:ID="VL_04">
        <cim:Naming.name>VL_6.3_1</cim:Naming.name>
        <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#Substation_ElBosque"/>
        <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage_04"/>
    </cim:VoltageLevel>
<cim:VoltageLevel rdf:ID="VL_03">
    <cim:Naming.name>VL_42_2</cim:Naming.name>
    <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#Substation_elbosque"/>
    <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#BaseVoltage_03"/>
</cim:VoltageLevel>
<cim:BaseVoltage rdf:ID="BaseVoltage_03">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>42</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
</cim:BaseVoltage>
</cim:VoltageLevel>
    <cim:Substation rdf:ID="Substation_ElBosque">
        <cim:Naming.name>AIGUE_HVMV</cim:Naming.name>
        <cim:PowerSystemResource.PSRType rdf:resource="#PSRType_ElBosque">
</cim:Substation>
<cim:PSRType rdf:ID="PSRType_ElBosque">
    <cim:Naming.name>HV/MV Substation</cim:Naming.name>
</cim:PSRType>
<cim:Location rdf:ID="Location_ElBosque"/>
    <cim:Location.PowerSystemResource rdf:resource="#Substation_ElBosque">
</cim:Location>
<cim:CoordinatePair rdf:ID="CP008">
    <cim:CoordinatePair.xPosition>333593</cim:CoordinatePair.xPosition>
    <cim:CoordinatePair.yPosition>332693</cim:CoordinatePair.yPosition>
    <cim:CoordinatePair.Location rdf:resource="#Location_ElBosque"/>
</cim:CoordinatePair>

```

```

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_21">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#ACLS_0216_1"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_07"/>
</cim:Terminal>
<cim:ConnectivityNode rdf:ID="CN_07">
    <cim:ConnectivityNode.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_03"
</cim:ConnectivityNode>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_22">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#ACLS_quevedo"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_07"/>
</cim:Terminal>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_23">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Breaker_522"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_07"/>
</cim:Terminal>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_24">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Breaker_8923"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_07"/>
</cim:Terminal>
<cim:Breaker rdf:ID="Switch_522">
    <cim:Naming.name>52-2</cim:Naming.name>
    <cim:Switch.normalOpen>>false</cim:Switch.normalOpen>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_03">
</cim:Breaker>
<cim:Breaker rdf:ID="Switch_8923">
    <cim:Naming.name>89-23</cim:Naming.name>
    <cim:Switch.normalOpen>>false</cim:Switch.normalOpen>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_03">
</cim:Breaker>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_25">

```

```

    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Breaker_522"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_08"/>
</cim:Terminal>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_26">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Breaker_8923"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_08"/>
</cim:Terminal>

<cim :ConnectivityNode rdf :ID="CN_08">
    <cim:ConnectivityNode.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_03
</cim:ConnectivityNode>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_27">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Breaker_523"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_08"/>
</cim:Terminal>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_28">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Breaker_8933"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_08"/>
</cim:Terminal>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_29">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Breaker_8901"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_08"/>
</cim:Terminal>
<cim:Breaker rdf:ID=" Switch_523">
    <cim:Naming.name>52-3</cim:Naming.name>
    <cim:Switch.normalOpen>>false</cim:Switch.normalOpen>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_03">
</cim:Breaker>
<cim:Breaker rdf:ID=" Switch_8933">
    <cim:Naming.name>89-33</cim:Naming.name>

```

```

        <cim:Switch.normalOpen>false</cim:Switch.normalOpen>
        <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_03">
</cim:Breaker>
<cim:Breaker rdf:ID=" Switch_8901">
    <cim:Naming.name>89-01<cim:Naming.name>
    <cim:Switch.normalOpen>false</cim:Switch.normalOpen>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_03">
</cim:Breaker>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_30">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Breaker_8901"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_09"/>
</cim:Terminal>
<cim :ConnectivityNode rdf :ID="CN_09">
    <cim:ConnectivityNode.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_03
</cim:ConnectivityNode>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_31">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Breaker_5201"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_09"/>
</cim:Terminal>

<cim:Breaker rdf:ID=" Switch_5201">
    <cim:Naming.name>52-01<cim:Naming.name>
    <cim:Switch.normalOpen>false</cim:Switch.normalOpen>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_03">
</cim:Breaker>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_32">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# Switch_5201"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_10"/>
</cim:Terminal>

```

```

<cim:ConnectivityNode rdf:ID="CN_10">
    <cim:ConnectivityNode.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_03
</cim:ConnectivityNode>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_33">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#TW_01Bosque"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_10"/>
</cim:Terminal>

<cim:PowerTransformer rdf:ID="Transfo_01ElBosque">
    <cim:Naming.name>AIGUEY0001Bosque</cim:Naming.name>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer
rdf:resource="#Substation_ElBosque">
</cim:PowerTransformer>
<cim:Location rdf:ID="Location_03">
    <cim:Location.PowerSystemResource rdf:resource="#Transfo_01ElBosque">
</cim:Location>
<cim:CoordinatePair rdf:ID="CP005">
    <cim:CoordinatePair.xPosition>763763</cim:CoordinatePair.xPosition>
    <cim:CoordinatePair.yPosition>172863</cim:CoordinatePair.yPosition>
    <cim:CoordinatePair.Location rdf:resource="#Location_03"/>
</cim:CoordinatePair>
<cim:TransformerWinding rdf:ID="TW_01ElBosque">
    <cim:Naming.name>AIGUEY0001_TW1ElBosque</cim:Naming.name>
    <cim:TransformerWinding.g>30.413794</cim:TransformerWinding.g>
    <cim:TransformerWinding.r>0</cim:TransformerWinding.r>
    <cim:TransformerWinding.ratedKV>42</cim:TransformerWinding.ratedKV>
    <cim:TransformerWinding.ratedMVA>20</cim:TransformerWinding.ratedMVA>
    <cim:TransformerWinding.shortTermMVA>22</cim:TransformerWinding.shortTe
rmMVA>
    <cim:TransformerWinding.windingType
rdf:resource="http://iec.ch/TC57/2003/CIM-schemacim10WindingType.primary"/>

```



```

    <cim:TransformerWinding.x>0</cim:TransformerWinding.x>
    <cim:TransformerWinding.MemberOf_PowerTransformer
rdf:resource="#Transfo_01"/>
    <cim:ConductingEquipment.BaseVoltage rdf:resource="#VL_03"/>
</cim:TransformerWinding>

<cim:TransformerWinding rdf:ID="TW_02ElBosque">
    <cim:Naming.name>AIGUEY0001_TW2ElBosque</cim:Naming.name>
    <cim:TransformerWinding.g>6.8965516</cim:TransformerWinding.g>
    <cim:TransformerWinding.r>0</cim:TransformerWinding.r>
    <cim:TransformerWinding.ratedKV>20</cim:TransformerWinding.ratedKV>
    <cim:TransformerWinding.ratedMVA>20</cim:TransformerWinding.ratedMVA>
    <cim:TransformerWinding.shortTermMVA>22</cim:TransformerWinding.shortTe
rmMVA>
    <cim:TransformerWinding.windingType
rdf:resource="http://iec.ch/TC57/2003/CIM-schemacim10WindingType.secondary"/>
    <cim:TransformerWinding.x>0</cim:TransformerWinding.x>
    <cim:TransformerWinding.MemberOf_PowerTransformer
rdf:resource="#Transfo_01"/>
    <cim:ConductingEquipment.BaseVoltage rdf:resource="#VL_04"/>
</cim:TransformerWinding>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_34">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#Tw_02ElBosque"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_11"/>
</cim:Terminal>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_34">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#TW_02Elbosque"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_11"/>

```

```

</cim:Terminal>

<cim :ConnectivityNode rdf :ID="CN_11">
    <cim:ConnectivityNode.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_04
</cim:ConnectivityNode>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_35">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# Switch_1521"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_11"/>
</cim:Terminal>

<cim :ConnectivityNode rdf :ID="CN_12">
    <cim:ConnectivityNode.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#VL_04
</cim:ConnectivityNode>
<cim:Bay rdf:ID=" BusbarSection_ElBosque">
    <cim:Naming.name>BUSBARR003</cim:Naming.name>
    <cim:Bay.MemberOf_Substation rdf:resorce="#VL_04">
    <cim:PowersystemResorce.PRSType rdf:resource="#PSRType_02">
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_12"/>
</cim:Bay>
<cim:PRSType rdf:ID="PRSType_02">
    <cim:Naming.name>OUTGOING FEEDER</cim:Naming.name>
</cim:PRSType>
<cim:Breaker rdf:ID="Switch_152-21">
    <cim:Naming.name>152-21</cim:Naming.name>
    <cim:Switch.normalOpen>>false</cim:Switch.normalOpen>
    <cim:Equipment.MemberOf_EquipmentContainer rdf:resource="#
BusbarSection_ElBosque ">
</cim:Breaker>
<cim:Location rdf:ID="Location_06">
    <cim:Location.PowerSystemresource rdf:resource="# BusbarSection_ElBosque">
</cim:Location>

```

```

<cim:GmlPosition rdf:ID="CP_07">
    <cim:GMLPostion.xPosition<32700>/cim:GmlPosition.xPosition>
    <cim:GMLPostion.yPosition<42700>/cim:GmlPosition.yPosition>
    <cim:Location rdf:resource="".Location_05>
</cim:GmlPosition>
<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_35">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# Switch_BreakA"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_12"/>
</cim:Terminal>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_36">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# Switch_BreakB"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_12"/>
</cim:Terminal>

<cim:Terminal rdf:ID="Terminal_37">
    <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="# Switch_BreakE"/>
    <cim:Terminal.ConnectivityNode rdf:resource="#CN_12"/>
</cim:Terminal>

```

